

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении»

УКД: 622.692.237-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Папонин Михаил Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.т.н,		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.п.н,		

Томск – 2020г.

Планируемые результаты обучения по ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин М.Ю,			Планируемые результаты обучения по ООП	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					2	111
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Папонину Михаилу Юрьевичу

Тема работы:

«Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является система нефтесборных коллекторов Майского месторождения, город Томск, Россия. Определение оптимальных решений, позволяющих существенно сократить количество потерь добываемого продукта, при транспортировке.
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Нефтеборные коллекторы Майского месторождения; 2. Трубопроводы из полимерных материалов; 3. Надёжность нефтепровода; 4. Повышение эффективности работы нефтеборных коллекторов; 5. Гидравлический расчет, расчет на прочность и устойчивость промыслового трубопровода.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжикина Т.Г. доцент к.э.н.
«Социальная ответственность»	Сечин А.А. ассистент к.т.н.

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	К.Т.Н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Папонин Михаил Юрьевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2020	Обзор литературы	10
12.02.2020	Изучение технологий повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	20
25.02.2020	Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на Майском месторождении	20
14.03.2020	Расчетная часть	20
30.03.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.04.2020	Социальная ответственность	10
02.05.2020	Заключение	5
20.05.2020	Презентация	5
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	К.п.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.п.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 стр., 18 рис., 20 табл., 32 источников, 3 диагр.,

Ключевые слова: нефтеборный коллектор, эксплуатационная надежность, запорная арматура, коррозия, режим течения жидкости, структура потока жидкости, полимерная высоконапорная труба, приемка нефтепровода, техническое состояние.

Объектом исследования является: система нефтеборных коллекторов Майского месторождения.

Цель работы: Выбор технических решений, направленных на повышение эффективности работы системы нефтеборного коллектора на Майском нефтяном месторождении

В ходе работы будут решены следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования системы нефтеборного коллектора.
2. Анализ технологических процессов и выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании оборудования системы нефтеборного коллектора на Майском нефтяном месторождении
3. Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности работы системы нефтеборного коллектора на Майском нефтяном месторождении
4. Выполнение гидравлического расчета нефтепровода, расчета на прочность и устойчивость промыслового трубопровода.

В процессе исследования проводился: Анализ нормативно-технической документации, государственных стандартов, руководящих документов, определяющих правильную (безотказную) работу нефтепроводов. Исследование технологий повышения эффективности работы нефтеборных коллекторов. Разработка и анализ мероприятий и мер по повышению эффективности работы нефтеборных коллекторов. Проведено экономическое обоснование выбора.

Результаты исследования: были произведены мероприятия по подготовке и проведению исследования подрядной организации «ВНИИТнефть» и лаборатории химического анализа компании, по результатам которых были определены и выбраны технологии, позволяющие повысить эффективность работы нефтеборных коллекторов. Произведена и обоснована реконструкция схемы промысла.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технологии эффективной и надежной эксплуатации нефтеборных коллекторов.

Степень внедрения: предложенные технологии являются перспективными и рентабельными, а введенные изменения в схеме промысла оправданы с технической точки зрения. Введения характеризуется меньшими финансовыми затратами и минимальным затраченным временем.

Область применения: технология введения в эксплуатацию полимерной высоконапорной трубы предназначена для борьбы с коррозией в условиях высокой обводненности и агрессивной среды.

Коррекция схема необходима для сокращения времени, затраченного на устранение отказов, и сокращения потерь.

Экономическая эффективность/значимость работы: применение высоконапорной полимерной трубы обусловлено большей стойкостью к коррозионным процессам, что приводит к сокращению количества отказов работы нефтепровода. Сокращение количества отказов приводит к сокращению затрат на их устранение и на устранение последствий разливов нефти. Коррекция схемы промысла позволит сократить время на устранение отказов и потери добываемого продукта. Осуществление более внимательной приемки нефтепровода в эксплуатацию позволит избежать аварийных ситуаций в будущем.

В дальнейшем планируется более глубокое изучения представленных мер по повышению технического состояния нефтесборных коллекторов.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. Информация об объекте.....	12
1.1 Общие сведения о предприятии и его задачах.....	12
1.2 Физико – географическая характеристика.....	18
1.3 Климатическая характеристика.....	19
1.4 Гидрологическая характеристика.....	20
1.5 Геологическая характеристика.....	21
1.6 Конструктивно – техническая характеристика.....	23
1.7 Возрастной состав.....	28
2. Технологии повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов.....	29
2.1 Характеристика транспортируемой среды.....	29
2.2 Изучение причин коррозионного износа нефтесборных коллекторов Майского месторождения.....	34
2.3 Выявление участков нефтепровода, с высоким коррозионным воздействием.....	36
2.4 Методы воздействия на изменение структуры потока и их целесообразность.....	39
2.5 Анализ рекомендаций по борьбе с коррозией на Майском месторождении	41
3. Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов.....	42
3.1 Коррекция схемы нефсборных коллекторов Майского месторождения	42
3.1.1 Ввод резервной нитки Куст №1 Майского месторождения Ду 159 мм- НСК Куст №4 Майского месторождения Ду 219 мм.....	42
3.1.2 Реконструкция узла №5.....	45

3.1.3 Реконструкция узла ПК 26+00.....	48
3.1.4 Установка вантузных задвижек.....	51
3.2 Применение полимерных высоконапорных труб.....	52
4. Расчетная часть.....	53
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	84
6. Социальная ответственность.....	93
Заключение.....	109
Список литературы.....	110

ВВЕДЕНИЕ.

В настоящее время нефтедобывающие компании Западной Сибири сталкиваются с такими проблемами, как:

- высокая скорость коррозии на нефтесборных коллекторах
- высокий % потерь добытой нефти, при отказах работы нефтепровода
- большие затраты на устранение последствий разливов нефти

Зачастую происходит это из-за неправильного подхода к строительству и обслуживанию трубопровода, что приводит к снижению эффективности его работы и потере компании прибыли от продажи добытого продукта.

Месторождение с геологической точки зрения – это **совокупность нескольких (иногда одна)** залежей нефти на определённой территории.

Чтобы добыть нефть необходим комплекс мероприятий по бурению, добыче, транспортировке и подготовке. Для этого необходима совокупность инженерных сооружений (схема 1), позволяющая удовлетворить все эти условия.

На базе проведенных исследований подрядной организацией «ВНИИТнефть» были сделаны следующие выводы:

применение ингибиторов коррозии недостаточно эффективно, поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла. Замена малостойких в условиях углекислотной коррозии сталей на более стойкие неприемлема по технико-экономическим соображениям, поскольку протяженность сети нефтепроводов весьма значительна.

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Палонин М.Ю,			<div> <div>Лит.</div> <div>Лист</div> <div>Листов</div> </div> <div> <div></div> <div>11</div> <div>111</div> </div> <div> ТПУ гр. 3-2Б5А </div>
Руковод.		Брусник О.В.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			

прежде всего, уже на стадии проектирования обустройства таких месторождений (или в процессе их эксплуатации) необходимо заложить расчетно-уменьшенные диаметры нефтепроводных труб, в которых скорость движения потока нефтегазового поддерживалась бы на оптимальном уровне, то есть чтобы из нефтяных эмульсий не выделялась вода в качестве отдельной фазы.

если этого избежать нельзя, например, из-за высокой обводненности добываемой нефти, то необходимо предусмотреть в проекте разработки месторождения, при наступлении повышенной обводненности нефти, постоянный (путевой) сброс выпавшей на отдельных участках нефтепровода воды, что является экономически нецелесообразным.

применение труб из полимерных материалов.

Объектом исследования является система нефтесборных коллекторов Майского нефтяного месторождения и определение оптимальных решений, позволяющих существенно сократить количество потерь добываемого продукта, при транспортировке. Проводимые осуществлять исследования в рамках действующей нормативно технической документации.

Цель данной работы- выявление комплекса мер и технологий повышения эффективности работы нефтесборных коллекторов и поддержание их безотказной работы.

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Сведения о предприятии.

1.1 Общие сведения о предприятии и его задачах.

Промысловые нефтесборные трубопроводы эксплуатируются для осуществления транспорта нефти, газа, пластовой воды на участке:

- Майского месторождения от АГЗУ кустовых площадок № 1, ЗУ кустовых площадок № 2, 3, 4, 5, 6, гребенки куста №5 до узла подключения УПН Майского месторождения (согласно принципиальной схеме месторождения).
- Южно- Майского месторождения от ЗУ кустовых площадок № 1, 2, 3, 4 до узла подключения УПН Майского месторождения (согласно принципиальной схеме месторождения)

Данный трубопровод проложен подземным способом. Глубина залегания нефтепромысловых трубопроводов требуется не менее 0,8 метров над трубой.

Защита трубопроводов нефтепромыслов где пересекается с автодорогами выполняется в защитном футляре из трубы, с условием что диаметр футляров превышает диаметры трубопроводов на 200 мм, а их концы выведены на расстояние 5 метров от бровки земляного полотна автодороги.

Испытание проводят на прочность и проверку на герметичность трубопроводов и осуществляется гидравлическим способом.

Технологический режим обеспечивает пропуск объема запланированного нефтегазоводяной эмульсии Майского нефтяного месторождения с АГЗУ куста №1, ЗУ № 2,3,4,5,6 до УПН Майского нефтяного месторождения и Южно-Майского нефтяного месторождения с ЗУ № 1, 2, 3, 4 до УПН Майского нефтяного месторождения.

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин М.Ю,			Сведение об объекте	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					13	111
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Эксплуатация промыслового трубопровода имеет возможность следующие режимы работы:

- Первый режим подразумевается ведением стабильного процесса при транспортировке. При этом случае рабочее (нормативное) возможно определить давление гидравлическим расчетом трубопроводов по проектным объемам транспортировки жидкости.
- Второй режим работы трубопроводов осуществляется при выполнении технологических операций: глушение скважины, промывка, разрядка скважин в коллекторы, отработка скважин компрессором, и другие технологические операции. Для данного случая максимальное давление в трубопроводах определяется по давлению срабатывания предохранительных устройств, и это давление принимается за расчетное давление в трубопроводах.

Внутритрубая очистка нефтепровода от разных механических примесей, парафиновых и солевых отложений, с целью максимально восстановить пропускную способность труб, предусмотрена в разных случаях очистка горячей нефтью. Очистка осуществляется исходя из изменения гидравлического сопротивления трубопроводов и их гидравлической эффективности.

Стабильное условия эксплуатации и устранение возможности повреждения трубопроводов обеспечивается путём устанавливая охранную зону по всей длинны трассы трубопроводов в виде участков земли, которые ограничиваются условными линиями, на расстоянии 25 метров от оси трубопровода с каждой стороны и запрещается никаких либо работ без ответственного за данный трубопровод. При прохождении более одного трубопровода в одном техническом коридоре охранная зона распространяется на 25 метров от оси крайнего трубопровода.

Объем ремонтных работ на трубопроводах и сроки их выполнения определяет отдел подготовки и транспортировки нефти и газа по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам

					Сведения об объекте	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

транспортировки продукта, установленным предельным рабочим давлением, анализу эксплуатационной надежности в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт трубопроводов осуществляется в соответствии с Руководящий Документ(РД) 39-132-94 раздел 7.5.6.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту промысловых трубопроводов проводятся в основном без остановки перекачки.

Ремонт по каждому линейному объекту производится согласно годовому графику планово-предупредительных работ, который утверждается главным инженером Общества.

Текущий ремонт линейных сооружений выполняет линейное звено по обслуживанию и ремонту трубопроводов участка эксплуатации трубопроводов.

Капитальный ремонт трубопроводов выполняется силами персонала участка эксплуатации трубопроводов, могут быть привлечены сторонние организации по отдельным договорам.

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах транспорта нефти и воды определяются следующими документами:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности»;
- «Положение о порядке организации работы с персоналом в области охраны труда и промышленной безопасности в ООО «Норд Империял», ООО «Рус Империял Групп».

					Сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Порядок организации работ, регламентируется обязанностей и ответственности административно-технического персонала по пожарной безопасности на объектах системы сбора скважинной продукции определяются следующими документами:

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.

Общие требования;

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;

Положением о добровольной пожарной дружине на объектах ООО «Норд Империял».

При эксплуатации трубопроводов и их сооружений должны соблюдаться требования нормативно-технической документации:

«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом от 12 марта 2013г. №101;

СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;

СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3-003-86* «Работы электросварочные. Требования безопасности»;

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.1.013-78 «Строительство. Электробезопасность. Общие требования»;

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3.009-76* «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;

Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения (Приказ №533 от 12 ноября 2013г.);

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.2.063-81* «Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности»;

					Сведения об объекте	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3.033-84 «Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации»;
- ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3.016-87 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;
- «Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ», утвержденная Госгортехнадзором СССР 20.02.85г., М., Недра, 1986г.;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 10.07.2012) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации».

Работы в охранной зоне трубопровода сторонним организациям запрещаются без письменного согласия организации, эксплуатирующей трубопровод.

Трасса по оси трубопроводов периодически расчищается от поросли в пределах и содержится в безопасном противопожарном состоянии. 3 метров

На щите-указателе приведена следующая информация: наименование трубопровода, местоположение оси трубопровода от основания знака, привязка знака по трассе (по километрам или пикетам), направление и ширина охранной зоны, телефон, адрес и наименование организации, эксплуатирующей данный трубопровод. На углах поворота, через каждый километр по трассам установлены опознавательные знаки в виде щитов-указателей высотой 1,5- от поверхности земли. 2 метра

Контроль глубины заложения производят через по трассам трубопроводов. Фактическая глубина контролируется визуально два раза в год шурфованием или один раз в три года трассоискателем. 500 м

					Сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Для обеспечения нормальной работы нефтесборных коллекторов Майского месторождения и поддержания его эксплуатационной надежности, необходимо учитывать факты коррозионного износа и его последствий. Под процессом коррозии понимается результат преодоления и взаимодействия между атомами или молекулами, которое происходит под влиянием различных окислительных агентов, термического, радиационного и другого воздействия. Результатом указанных воздействий являются различные деструктивные процессы

Для защиты трубопроводов от внешней коррозии предусмотрена изоляция усиленного типа одним слоем полиэтиленовой ленты «Полилен» и одним изоляция двумя слоями ленты и двумя слоями обертки.

Во время ревизии трубопроводов мониторинг скорости коррозии осуществляется неразрушающими методами. Основными методами контроля при проведении диагностики внутрипромысловых трубопроводов являются: ультразвуковой, радиографический, акустический. При определении изменений структуры и свойств металла элементов трубопровода используется электромагнитные структуроскопы.

1.2 Физико-географическая характеристика.

В административном отношении Майское нефтяное месторождение принадлежащее нефтедобывающей компании «Норд Империал», находится на юге Каргасокского района Томской области. В летнее время путь до промысла пролегает по дорогам Томской области, с дальнейшей пересадкой в селе Новиково на вертолет, примерно по тому же маршруту доставляют провиант, технику и оборудование. Зимняя пора позволяет существенно экономить на доставке грузов, используя зимники, которые начинают эксплуатироваться при низких температурах, обеспечивающие промерзание грунтов в болотной местности. Так же идет сокращение финансирования доставки людей до промысла в зимнее время путем перелета с поселка «Кедровый». Общая

					Сведения об объекте	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

протяженность трассы, вдоль который идет трубопровод промысловый трубопровод майского месторождения, находящейся на обслуживании службы УТОиРТ, составляет чуть больше 14000 метров.

Нефтепровод пересекает 9 водных преград, ширина которых варьируется от 2 до 10 метров в половодье, и сравнительно небольшой глубиной от 0.5 до 3 метров. Из них 6 небольших ручьев и 3 реки: Васюган, Елизаровка, Малиновый Ключ. Из всех водных объектов, находящихся на территории майского месторождения только река Васюган, и как правило только в половодье, является судоходной.

1.3 Климатическая характеристика.

Климат района отличается продолжительной суровой зимой и коротким, теплым летом. В течение года имеется возможность за наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года – январь и начало февраля при среднемесячной температуре воздуха - 22°C. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем составляет 37.7°C. Средняя температура воздуха по месяцам приведена в таблице 1. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 82 дня.

Таблица 1- Среднегодовая температура

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
t, град С	-20.9	-17.1	-10.0	-0.3	7.8	14.3	16.8	13.9	8.4	0.1	-11.1	-18.6	-1.4

Наиболее тёплый период со среднесуточной температурой выше 17°C в среднем длится 49 дней. Абсолютный минимум температуры воздуха -55°C, абсолютный максимум +46°C. Расчётная температура самой холодной пятидневки -35°C.

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июнь, июль и август месяцы, наименьшее на февраль. Годовое количество осадков . Данные среднемесячного количества осадков по показаниям осадкомера (мм) приведены в таблице 2.492 мм

Таблица 2- Среднегодовое количество осадков

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
осадки, (мм)	16	12	16	23	41	71	77	72	45	38	29	24	464

Осадки холодного периода образуют снежный покров, который появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Средняя высота снежного покрова на открытой местности за зиму составляет 47 см.

Особенностью ветрового режима изученного района является преобладание южных и юго-западных ветров. Наиболее часто повторяются ветры со скоростью 1-3 м/с.

1.4 Гидрологическая характеристика.

Водные объекты на рассматриваемом участке нефтепровода Майского месторождения имеют начало из знаменитых Васюганских болот. Река Васюган непосредственно берет начало именно оттуда, а река Елизаровка является его правым притоком. Питание рек снеговое и дождевое. Поэтому водный режим пересекаемых водотоков полностью подчиняется водному режиму реки Васюган, её разливу в весенние паводки и высыханию в конце лета и начале осени.

					Сведения об объекте	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Русла рек извилистые, течения спокойные, равномерные. Много островов и мелей. Замерзают в ноябре, вскрываются в мае. Поэтому минимальные и максимальные уровни рек соответствуют именно этим месяцам. Продолжительность стояния максимальных уровней и отметок близких к максимальным от одной недели до двух месяцев. Затем начинается замедленный спад, продолжающийся до августа. Средняя продолжительность периода с ледовыми явлениями составляет 188-213 суток, с ледоставом -166-200 суток.

1.5 Геологическая характеристика.

Майское месторождение занимает место на глинистом грунте, то есть грунте, который более на 50% состоит из очень мелких частиц размером менее 0,01 мм.

Таблица 3- Классификация глинистого грунта

1.1 Классификация глинистого грунта		
супесь	суглинок	глина
глинистый грунт, который содержит не более 10 % глинистых частиц, оставшуюся часть занимает песок. Супесь наименее пластичная из всех глинистых грунтов, при ее растирании между пальцами чувствуются песчинки.	глинистый грунт, который содержит от 10 до 30 процентов глины. Этот грунт достаточно пластичен, при растирании его между пальцами не чувствуются отдельные песчинки.	грунт, в котором содержание глинистых частиц больше 30%. Глина очень пластичная, хорошо скатывается в шнур.

Все глинистые грунты под воздействием нагрузки от фундамента подвержены осадке. Поэтому имеются вопросы, связанные со строительством, представляют собой некие проблемы. Участки земли под кусты, дороги, резервуары и другие крупные объекты отсыпают щебнем и песком, поверх укладывая бетонные плиты. Так же глинистая порода несет немалую опасность и для техники. Зачастую чтоб добраться по поврежденного участка трубопровода, приходится укладывать лежневку, что несет за собой значительное увеличение затрат времени на устранение аварийной ситуации и борьбу с её последствиями.

					Сведения об объекте	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6 Конструктивно – техническая характеристика.

Конструктивно- техническая характеристика промышленного нефтепровода майского месторождения приведена в таблице 4.

Таблица 4- Характеристика нефтепроводов

Наименование	Ду, мм	Протяже нность, м	Материал	Камера пуска	Камера приема
НСК скв.№5- Куст №3 Ю.М.	114 *8	411	сталь, 13ФХА	-	-
НСК Куст №3 Ю.М.- Врезка Куст №1 Ю.М.	219 *8	3539	сталь, 09Г2С (с внутр. покр.)	-	-
НСК Куст №1 Ю.М.- Куст №4 Майское	159 *8	2300	сталь, 13ФХА	00+00 ПК	ПК 75+00
	159 *8	1700	сталь, 13ФХА (с внутр. покр.)		
	159 *8	4536	сталь, 09Г2С		
НСК Куст №1 Ю. Майское- Врезка 60+50 ПК Куст №2 Ю.Майское- УПН «Майское»	159 *19	2700	пластик, гибкая высокона- порная труба	-	-

					Сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Таблица 4- Характеристика нефтепроводов

Наименование	Ду, мм	Протяже нность, м	Материал	Камера пуска	Камера приема
НСК Куст №1 Ю. Майское- Врезка 60+50 ПК Куст №2 Ю.Майское- УПН «Майское»	159*19	2700	полиэтилен, гибкая высокона- порная труба	-	-
НСК Куст №2 Ю. Майское- УПН «Майское»	159*8	950	сталь, 13ФХА	Не эксплуа- тируется	Не эксплуа- тируется
	219*8	3900	сталь, 13ФХА (с внутр. покр.)		
	219*8	2200	сталь, 13ФХА (с внутр. покр.)		
	219*8	4575	сталь, 09Г2С		
	159*8	751	сталь,		

НСК Куст №5 Майское – точка врезки Куст № 6 Майское			09Г2С	-	-
	159*10	462	сталь, 09Г2С		
	159*8	1401	сталь, 09Г2С		

Таблица 4- Характеристика нефтепроводов

НСК точка врезки Куст №6 Майское – точка врезки НСК Куст №4 Майское- УПН «Майское»	219*8	1016	сталь, 09Г2С	-	-
	159*8	235	сталь, 09Г2С	-	-
НСК Куст №4 Майское- УПН «Майское» НСК Куст №4 Майское- УПН «Майское»	219*8	10	сталь, 09Г2С	-	-
	219*8	20	сталь, 09Г2С		
	219*8	370	сталь, 09Г2С		
	219*8	60	сталь, 09Г2С		
	219*8	180	сталь,		

					Сведения об объекте	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

			09Г2С		
	219*8	4274	сталь, 09Г2С		
НСК Куст №1 - УПН «Майское»	159*6	506	сталь, 09Г2С	-	-
	159*10	991	сталь, 09Г2С		

Таблица 4- Характеристика нефтепроводов

НСК АГЗУ расширение Куст №1 Майское- АГЗУ Куст №1 Майское бис	159*6	242	сталь, 09Г2С	-	-
НСК АГЗУ расширение Куст №1 Майское- АГЗУ Куст №1 Майское бис	159*6	242	сталь, 09Г2С	-	-
НСК АГЗУ Куст №1 Майское бис-	125*14.7	390	пластик, гибкая высокона-	-	-

					Сведения об объекте	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

АГЗУ Куст №1 Майское			порная труба		
НСК Куст №2 Майское- УПН «Майское»	114*10	262	Сталь, 09Г2С	-	-
НСК Куст №3 Майское УПН «Майское»	90*10.6	1021	пластик, гибкая высокона- порная труба	-	-

					Сведения об объекте	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.7 Возрастной состав.

Нефтепроводы майского месторождения находятся в эксплуатации около восьми лет. Опыт эксплуатации показал, что для промысловых нефтепроводов- это длительный срок службы, и как следствие, число аварий с тяжелыми последствиями возрастает. В качестве основного метода повышения надежности нефтепровода применялся капитальный ремонт со сплошной заменой труб. За время моей работы в компании с 2015 по 2019 год было заменено около 20% нефтепровода промысла.

На данный момент 30% участка нефтепровода имеет срок эксплуатации около года, 50% - до 2 лет эксплуатации, 10% - от 2 до 6 лет, и лишь 10 % составляет нефтепровод, введенный в эксплуатацию в 2011 году.

					Сведения об объекте	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Анализ технологий и рекомендаций

2.1 Характеристика транспортируемого продукта

Нефть куста для майского месторождения можно классифицировать как средняя по плотности, вязкая, парафинистая, сернистая, смолистая. Относится к 1 классу и 1 типу по ГОСТ Р 51858-2002:

- легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 843 кг/м³);
- малосернистую (содержание серы – 0,3%);
- смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 5,8%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 7,73%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°C составляет 61%).

В нефтесборных трубопроводах перекачиваются нефть, газ и пластовая вода.

Основные физико-химические свойства транспортируемой нефти приведены в таблице № 5

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Папонин М.Ю.			Анализ технологии и рекомендации			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.								
Консульт.									29	111
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						ТПУ гр. 3-2Б5А		

Таблица №5

Наименование		Ед. изм.	Значение	
			Пласт Ю14-15	Пласт Ю3-4
Плотность нефти в поверхностных условиях		кг/м ³	797,4	843
Вязкость, мПа·с при 20° С		мПа·с	35,3	8,9
при 50° С		мПа·с	3,9	6,8
Температура застывания		° С	+16,9	+5,1
Массовое содержание	Серы	%	Отс.	0,30
	Смол силикагеновых	%	1,72	4,89
	Асфальтенов	%	1,58	0,91
	Парафинов	%	17,78	7,73
	Солей	%	-	-
	Воды	%	-	-
	Мех.примесей	%	1,2	0,18
Объемный выход фракций, %		н.к.100° С	6	5
		до 150° С	18	17
		до 200° С	28	27
		до 300° С	50,3	50
		до 350° С	57	61

Минерализация пластовой воды (Ю1) Майского месторождения составляет ~36 г/л, плотность ~ 1,027 г/см³, среда – слабо-кислая. Вязкость пластовой воды – 0,382 МПа*с.

По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава тип пластовых вод хлоридно-кальциевый. Состав и плотность пластовой воды см. табл. № 6

					Анализ технологии и рекомендации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Таблица №6

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя по скв.		
		32	32	36
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	Плотность, г/см ³	1,021	1,027	1,020
2	pH	6,8	6,3	6,0
	Ионный состав, мг/л			
3	Cl-	16166,7	21702,0	15265,0
4	HCO ₃ -	1439,6	420,9	579,5
5	CO ₃ -	Отс.	Отс	Отс.
6	Ca ²⁺	1293,5	1309,4	1120,0
7	Mg ²⁺	134,1	137,0	96,0
8	Fe общее	70	1,4	32,0
9	SO ₄ 2-	14,4	1,6	42,0
10	NH ₄ +	250	50,0	87,0
11	N02 -, N03 -	Отс.	Отс	Отс.
12	I -	Отс.	6,6	3,4
13	Br -	13,3	84,2	58,5
14	F -	Отс.	Отс	Отс
15	Общая минерализация, мг/л	28379,8	36061,3	25502,5

16	Тип воды	хлоркальц.	хлоркальц	хлоркальц
----	----------	------------	-----------	-----------

Тип пластовой воды хлоридно-натриевый с минерализацией до 34 г/л.

Таблица №7 Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Таблица 7

	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть		
	выделив- шейся газ	нефть		выделив шейся газ	нефть			
	% %	% %		% %	% %			
	МОЛЬ	МОЛЬ		МОЛЬ	МОЛЬ			
	Пласт Ю ₁ ³⁺⁴			Пласт Ю ₁₄₋₁₅				
	Сероводород	-		-	-		-	-
Углекислый газ	1,85	0	0,55	1,7	0	1,19		

Азот + редкие, в т.ч. гелий	2,88	0	0,84	2,28	0	1,59
метан	56,34	0,12	15,19	66,73	0,05	46,56
этан	9,83	0,31	2,95	9,53	0,26	6,73
пропан	15,51	2,01	5,90	8,65	1,1	6,36
изобутан	3,26	1,06	2,38	2,81	1,04	2,27
н.бутан	6,42	3,45	3,61	3,95	2,44	3,49
изопентан	1,61	2,37	2,36	1,39	2,34	1,68
н.пентан	1,51	3,25	2,59	1,28	3,22	1,87
Гексаны + остаток	0,81	87,45	63,64	1,68	89,55	28,26
Молекулярная масса	27,461	174,70	122,9	26,124	214	82,95
Плотность						
- газа, кг/м ³	1,208	-	-	1,09	-	-
- газа отнэ. (по воздуху)	1,002	-	-	0,905	-	-

Коррозионная агрессивность продукции скважин обусловлена растворенными в пластовой воде солями (ионы [Cl-], [HCO₃-]), углекислым газом, рН воды (ионы [H+]), для защиты промысловых трубопроводов от коррозии предусмотрена подача ингибитора коррозии «Акватек» в коллекторы продукции скважин от установок автоматизированных групповых замерных.

2.2 Изучение результатов причин коррозионного износа нефтесборных коллекторов.

По причине взаимодействия металла с агрессивной пластовой водой произошли коррозионные повреждения металла труб (рисунок 1).



Рисунок 1. Коррозия металла на Майском месторождении, г.Томск, Россия

Часть присутствующих механических примесей (продукты коррозии и другие взвешенные частицы) участвуют в постоянном эрозионном воздействии на защитную пленку $FeCO_3$ в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей труб происходит постоянное механическое удаление пленки $FeCO_3$.

Коррозионные повреждения металла труб произошли по механизму углекислотной коррозии, являющейся следствием присутствия в транспортируемой среде растворенных газов.

Специфика коррозионного разрушения по нижней образующей труб может быть обусловлена особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков по нефтепроводам.

					Анализ технологии и рекомендации	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Растворенные газы CO_2 и H_2S в транспортируемой среде так же оказывают негативное влияние на металл.

На момент вынесения заключений радикально изменить ситуацию при использовании металлических труб не представлялось возможным.

В условия недостаточно высокой скорости потока (0,1-0,9 м/сек), формируется расслоенная структура течения (рисунок 2). Вода выделяется в отдельную фазу. Поверх воды будет двигаться нефтяная эмульсия.



а) Волновая структура
потока «нефть- вода»



б) Расслоенная структура
потока «нефть-вода»

Рисунок 2. Противоположные структуры течения среды

Компанией ЗАО «ВНИИТнефть» города Самары, были проведены исследования на данном объекте и получены следующие результаты:

1) Разрушения произошли по причине взаимодействия эрозионно-абразивных и коррозионных процессов.

2) Разрушение происходит по механизму углекислотной коррозии, протекающий следующим образом:

- по нижней образующей трубы происходит отложение карбоната железа $FeCO_3$, с последующем его отслоением, как защитной пленки по причине абразивного воздействия взвешенных частиц.

- обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальваническую макропару, где металл является анодом, а поверхность трубы - катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии.

- приэлектродный слой обогащается ионами железа и создаются условия для осаждения карбоната железа $FeCO_3$, который блокирует коррозию. Участки язв, где происходит отслоение $FeCO_3$, вновь превращаются в активные аноды.

3) Разрушение по нижней образующей труб обусловлена особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков и их структуры. Для уменьшения скорости коррозии применение ингибиторов коррозии смысла не представляет поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла.

2.3 Выявление участков нефтепровода, с низкой скоростью перекачиваемого продукта

Используя формулы из курса гидравлики, зная диаметр и толщину стенки трубы, расход нефти и газа, полученный в результате замера на АГЗУ, можем рассчитать среднюю скорость перекачиваемого продукта по формулам:

1) Секундный расход жидкости:

$$Q_{с.ж.} = \frac{Q_{ж}}{3600 \cdot 24} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (1)$$

где, $Q_{ж}$ - расход жидкости, $\text{м}^3 / \text{сутки}$;

2) Секундный расход газа:

$$Q_{с.г.} = \frac{Q_g}{p \cdot 24 \cdot 3600} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (2)$$

где, Q_g - расход газа, $\text{м}^3 / \text{сутки}$;

P - давление избыточное, Мпа

3) Секундный расход многофазного продукта:

$$Q_{м.п.} = Q_{с.ж.} + Q_{с.г.} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3)$$

рассчитывается в начальной и конечной точке;

4) Скорость потока:

					Анализ технологии и рекомендации	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_n = \frac{Q_{м.п.} \cdot 4}{\Pi(d - 2b)^2} \text{ м/с,} \quad (4)$$

где, $\Pi = 3,14$

d -диаметр трубы,

b -толщина стенки трубы,

рассчитывается в начальной и конечной точке;

5) Средняя скорость потока:

$$V_{ср.} = \frac{V_{н.п.} + V_{н.к.}}{2} \text{ м/с,} \quad (5)$$

где, $V_{н.п.}$ -скорость потока в начальной точке, м/с,

$V_{н.к.}$ -скорость потока в конечной точке, м/с.

Взяв данные для каждого участка и подставив их в выше представленные расчеты, мы можем объединить полученные данные в таблице 5.

Участки нефтепровода, на которых скорость потока перекачиваемой среды:

- менее 0,7 м/с являются участками с повышенным коррозионным воздействием;
- от 0,7 до 1,5 м/с- участки с опасным коррозионным воздействием;
- свыше 1,5 м/с- участки с низким коррозионным воздействием.

					Анализ технологии и рекомендации	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица №8- Скорости потоков

	Наружный диаметр D _н , м	Толщина стенки f, м	Внутренний диаметр р d, м	Расход жидкости, м ³ /сут	Расход нефти, т/сут	Расход газа, м ³ /сут	Скорость продукта в начальной точке, м/с	Скорость продукта в конечной точке, м/с	средняя скорость продукта м/с
К1-УПН (до АГЗУ)	0,125	0,025	0,075	664	80	8391	5,12	6,14	5,6
К1-УПН (после АГЗУ)	0,159	0,008	0,143	664	80	8391	1,41	1,69	1,5
К2 - УПН	0,125	0,025	0,075	208	27	2147	1,95	1,95	2
К3- УПН	0,09	0,01	0,07	213	26	1232	0,97	1,1	1
К4 - УПН	0,219	0,01	0,199	860	64	5932	0,56	0,68	0,6
К6-НСК 219 УПН	0,159	0,008	0,143	105	18	848	0,14	0,14	0,1
К1 Ю.М.- ПК 27+00	0,16	0,025	0,11	650	82	8344	1,3	1,13	1,3
ПК 27+00- К4 М.	0,159	0,008	0,143	650	82	8344	0,76	0,93	0,9
К2 Ю.М.- ПК 09+50	0,219	0,008	0,203	419	11	782	0,16	0,16	0,16
К3 Ю.М. - Т10	0,219	0,008	0,203	539	19	853	0,2	0,2	0,2

					Анализ технологии и рекомендации	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Анализ полученных материалов, применение формул и замер объема добычи каждого куста путем снятия показаний с приборов замерной установки позволяет просчитать скорость потока, установить степень опасности для каждого участка в частности и предоставить опасные участки на рисунке 3.

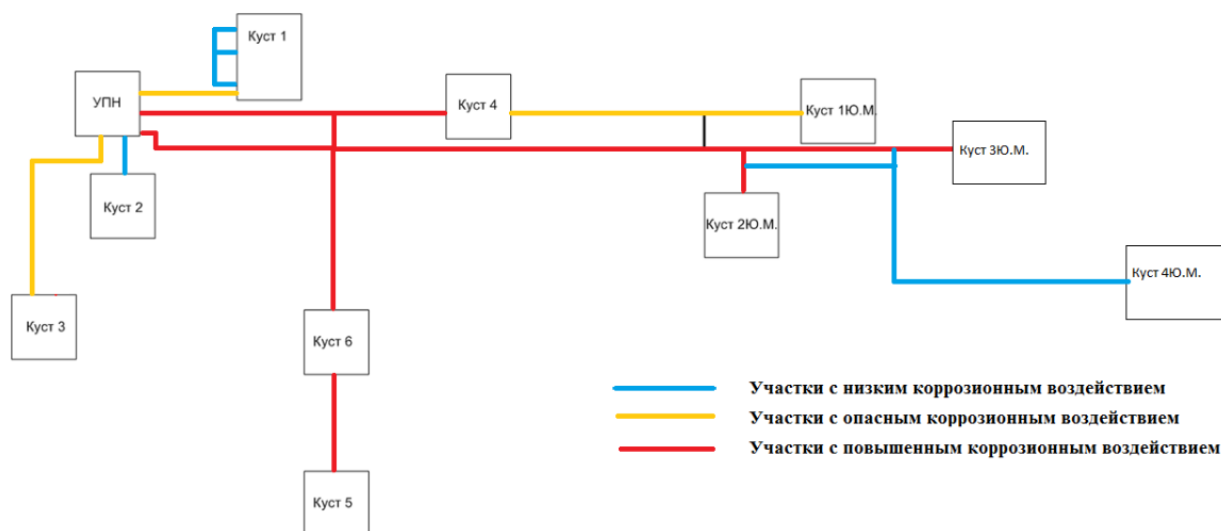


Рисунок 3. Схематичное изображение опасных участков

2.4 Методы воздействия на изменение структуры потока и их целесообразность.

Для уменьшения скорости разрушающих металл процессов необходимо:

- целесообразно применение труб на стадии разработки, диаметры которых будут обеспечивать скорость движения нефтеводогазового потока на заданном уровне для исключения из нефтяных эмульсий вода в качестве отдельной фазы. То есть поддерживать структуру потока - кольцевая - вода в нефти (рисунок 4).



Рисунок 4. Кольцевая структура потока «вода в нефти»

- учитывать, полученные данные, при замене вышедших из строя трубопровода на диаметры меньших значений для увеличения давления, следовательно, и для увеличения скорости и структуры потока.

- устанавливать режим работы скважин, насосов перекачки и регулирующей арматуры с учетом потребности в повышении промыслового давления на кустах и в нефтепроводе.

Лабораторные данные указывают, что 95% скважин дают на выходе жидкость с содержанием нефти лишь от 1% до 15% (таблица 9). Результаты были получены путем отбора проб скважинной продукции, с определением процента воды и нефти методом горячего отстоя в промысловой лаборатории химического анализа.

Таблица 9- Таблица обводненности Майского месторождения

Майское месторождение											
Куст 1	№ скважины	102	103	108	111	112	113	114	123	574	591
	% обводненности	97,1	96,1	94,9	92,1	87,3	84,9	97,8	89,4	49,8	47,5
		682	699								
		89,5	54,1								
Куст 2	№ скважины	394	396				№ скважины	105	109	511	611
	% обводненности	91,8	96,7				% обводненности	90,6	96,1	17,9	56,9
Куст 3											
Куст 4	№ скважины	115	116	119	120	121	228		№ скважины	6676	
	% обводненности	85,5	97,9	96,1	95,3	96,3	96,3		% обводненности	93	
		524	568							667	
		71,3	97,7							74,7	
Куст 6											
Южно- Майское месторождение											
Куст 1	№ скважины	18	300	301	400		№ скважины	307	308	410	
	% обводненности	85,5	95	92,1	92,9		% обводненности	97,3	97,4	59,2	
		401									
		95,2									
Куст 2											
Куст 3	№ скважины	310					№ скважины	6	312	313	314
	% обводненности	96,3					% обводненности	5	77,9	44,7	27,5
								10			
								93,3			
Куст 4											

В связи с этим, методика повышения скорости потока жидкости для изменения его структуры будет иметь значительный эффект лишь для промыслов с низкой обводненностью. Введение в эксплуатацию

промежуточной установки подготовки и сброса воды для данного объекта является экономически нецелесообразным.

Задача предупреждения коррозии по нижней образующей трубы может быть решена только при учете гидравлических особенностей течения трехфазных потоков.

2.5 Анализ рекомендаций по борьбе с коррозией на Майском месторождении

Согласно проведенным исследованиям для борьбы с коррозионным износом на нефтесборных коллекторах Майского месторождения, было установлено:

1. Применение ингибиторов коррозии малоэффективно, поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла;
2. Воздействие на структуру потока жидкости, путем: применения труб меньших диаметров; вывода работы объекта на режим, обеспечивающий необходимую скорость потока перекачиваемой среды- малоэффективно, в связи с высокой обводненностью скважинной продукции (Продукция скважин нефтяных и газовых месторождений представляет собой многофазную многокомпонентную систему-Сваровская);
3. Применение труб из полимерных материалов- является оптимальным решением в борьбе с коррозией на Майском месторождении.

В условиях агрессивной среды именно трубы из полимеров могут противостоять высокой скорости коррозии и сократить потери при отказах, при этом экономически оправдав себя. В свою очередь коррекция схемы нефтесборных коллекторов даст возможность сократить время и затраты на устранение отказов.

В следствии разгерметизации, при транспортировке, идут потери нефти. Существенное сокращение потерь обусловлено оперативностью перевода нефтепроводов в работу по лупингам или резервным ниткам. После остановки, вышедшего из строя трубопровода, скорость устранения отказа - является критерием, по которому можно судить о потерях прибыли компании.

					Анализ технологии и рекомендации	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов

3.1 Коррекция схемы нефтесборных коллекторов Майского месторождения.

3.1.1 Ввод резервной нитки Куст №1 Майского месторождения Ду 159 мм-НСК Куст №4 Маского месторождения Ду 219 мм.

Куст №1 Майского месторождения является самым проблемным, с точки зрения эксплуатации. Максимальная зарегистрированная скорость составила 9 мм/год. При возникновении аварийных ситуаций не имеется возможности её устранения без полной или частичной остановки куста, без потерь.

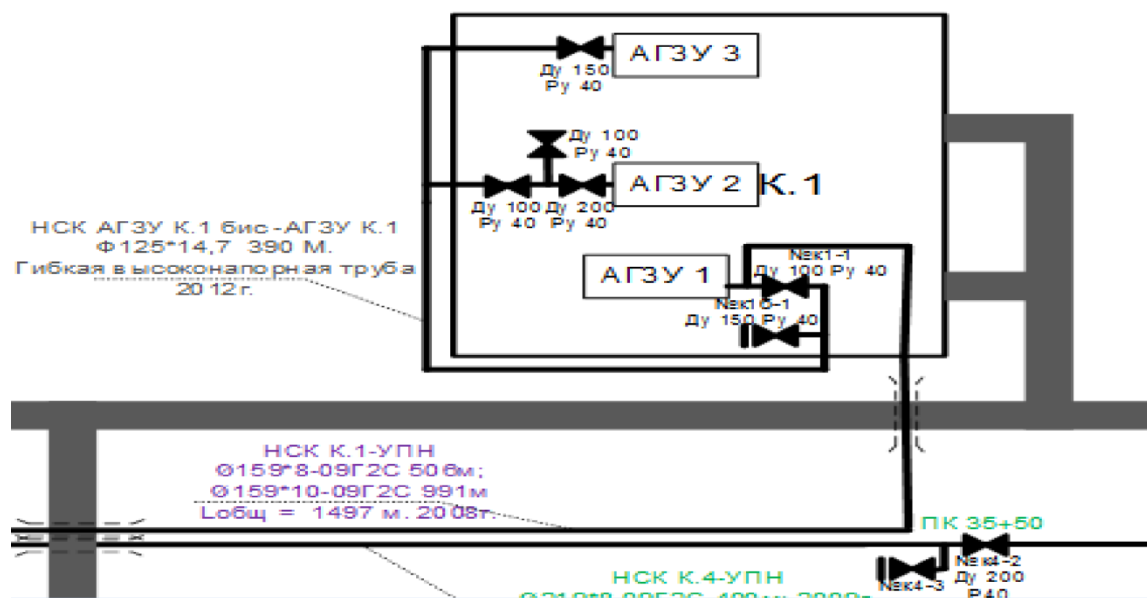


Рисунок 5. Схема куста №1 Майское месторождение, г.Томск, Россия

Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов		
Разраб.	Папонин М.Ю,						
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						42	111
					ТПУ гр. 3-2Б5А		

Согласно схеме куста №1 (рисунок 5) НСК от АГЗУ №1 и АГЗУ №2 соединяются с НСК АГЗУ №1 в точке врезке. В связи с этим при отказе, возникают необходимость отсечения всего НСК К.1- УПН. Это приводит к необходимости отсечения трубопровода на гребенке и вывода куста в режим, когда:

- закрывается задвижка №К1-1 и глушится АГЗУ №1;
- отработка производится через вантузную задвижку №К1б-1;
- цементируочный агрегат АНЦ-320 подбивается к вантузной задвижке №б-1 через соединение БРС шлангами высокого давления;
- через АНЦ- 320 посредством соединения БРС шлангами высокого давления жидкость подается на передвижную емкость ЕП-40;
- автоматическими вакуумными машинами на базе автомобиля «Урал» емкость раскачивается в безостановочном режиме.

Проводимые работы длительны по времени и требуют присутствия большого количества персонала всех служб и техники. Не дают возможности реализовать добычу куста на 100% поэтому предлагается ввод резервной нитки и установка задвижек согласно схеме (рисунок 6).

					<i>Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов</i>	<i>Лист</i> 43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

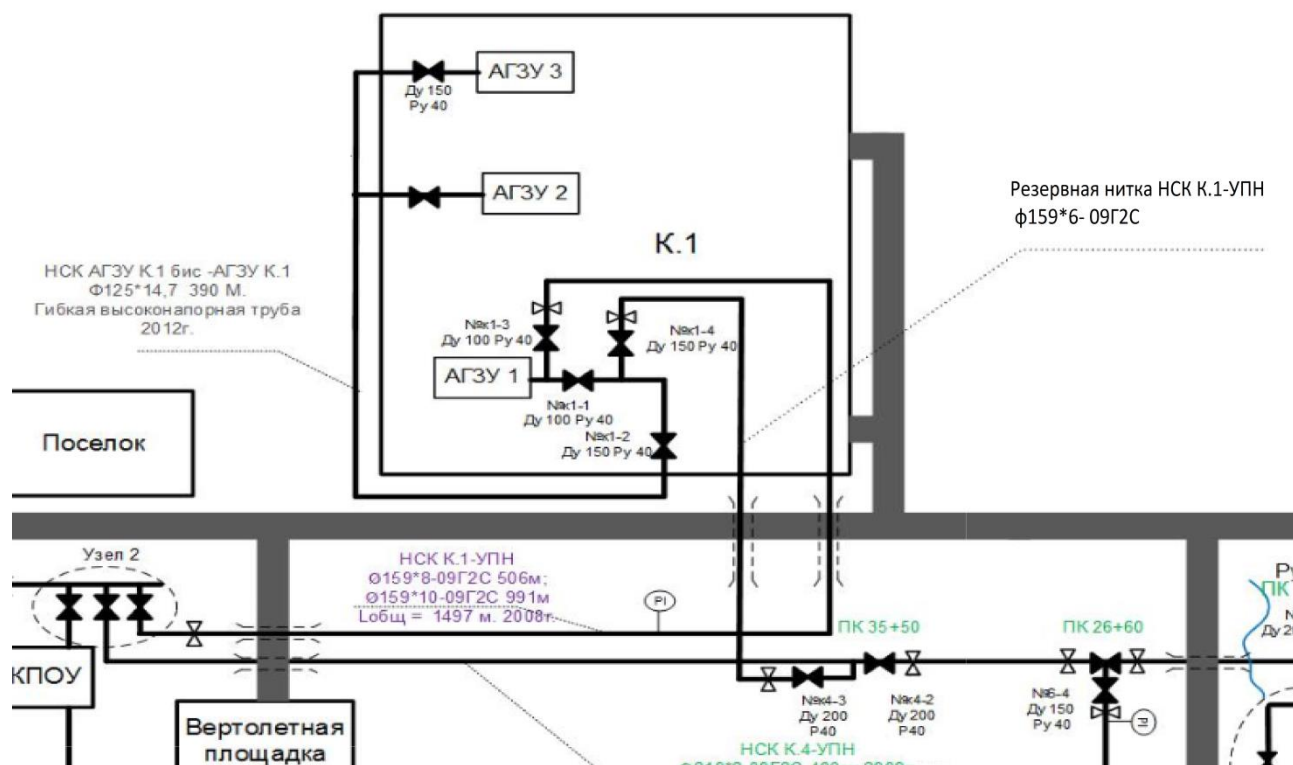


Рисунок 6. Схема куста №1 Майское месторождение с резервной ниткой,
г.Томск, Россия

Перевод режима работы НСК по резервной нитке будет осуществляться в следующем порядке:

- открытие задвижки №1-4 и задвижки №4-3;
- закрытие линейной задвижки за гребенки (узел №2) и задвижки №1-3.

Введенные изменения позволят:

- устранять аварийные ситуации, в более облегченном режиме, реализуя дебит скважины на 100%;
- проводить работы, согласно ППР, без остановки работы скважин.

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.2 Коррекция узла №5.

Узел №5 (рисунок №7) относится к южно-майскому кусту №1. Рабочее давление составляет 4,0 Мпа. Диаметр используемых труб- 159 и 114 мм. Задвижки используются клиновые 40 серии. При замене участка трубопровода от узла №5 до ПК 27+00 произошла замена стальной трубы на полиэтиленовую. В связи с этим, использование камеры пуска средств очистки и диагностики не представляется возможности и принято решение о демонтаже.

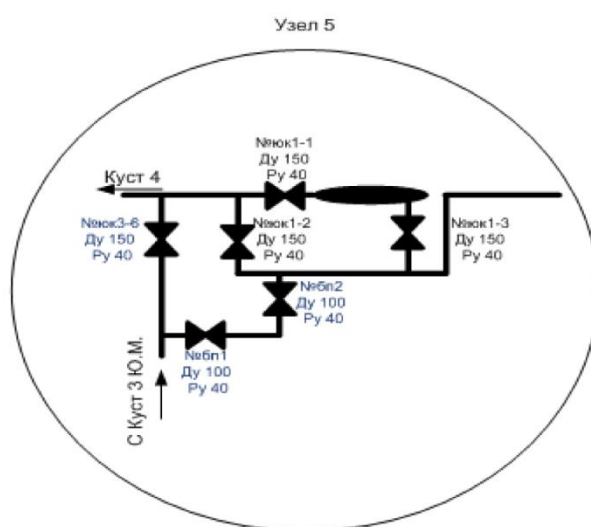


Рисунок 7. Узел №5 до ввода полиэтиленовой трубы.

Внесенные изенения были реализованы и имеют вид, согласно рисунку 8.

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

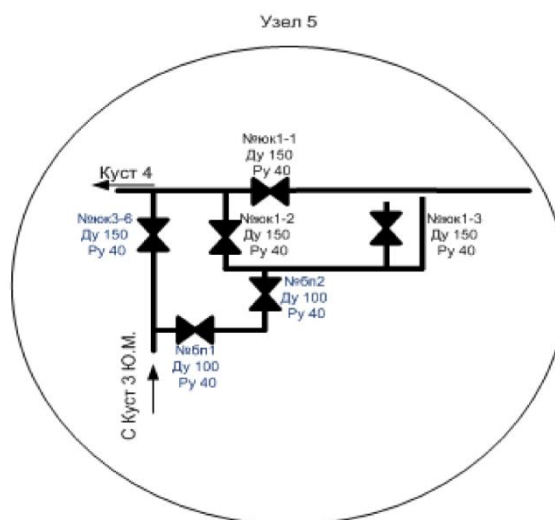


Рисунок 8. Узел №5 после ввода полиэтиленовой трубы.

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При демонтаже КП СОД, было принято решение о демонтаже ЕП-8 и дренажной задвижки (на утвержденной схеме не указаны), что в условиях дефицита передвижных емкостей на промысле нецелесообразно. Металлоемкость узла существенно превышает необходимость рационального использования всех имеющихся составляющих узла. Поэтому предлагается привести узел №5 к виду, представленному на рисунке 9.

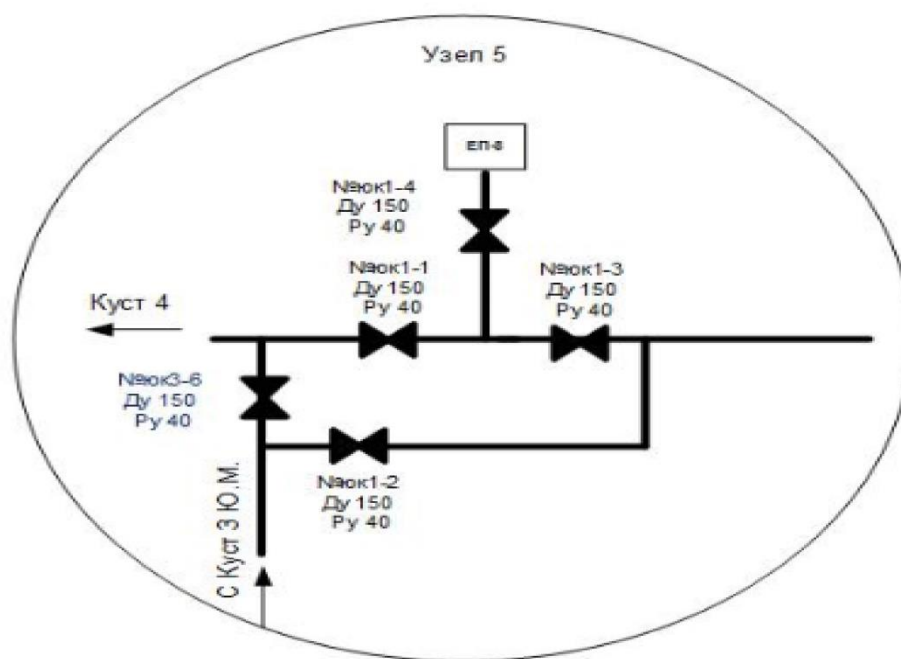


Рисунок 9. Узел №5 предлагаемый.

Протяженность трубопровода от узла №5 до ПК 27+00 составляет 2300 метров, объем вмещаемой жидкости составляет $59,4 \text{ м}^3$. Промывка трубопровода для проведения вырезки или врезки проводится до тех пор, пока на выходе не пойдет чистая воды. Отрабатывать промывку в случае схемы, представленном на рисунке 9, можно проводить непосредственно в ЕП-8, с последующей откачкой жидкости машиной вакуумной на базе автомобиля «Урал» и ее транспортировки на УПН.

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

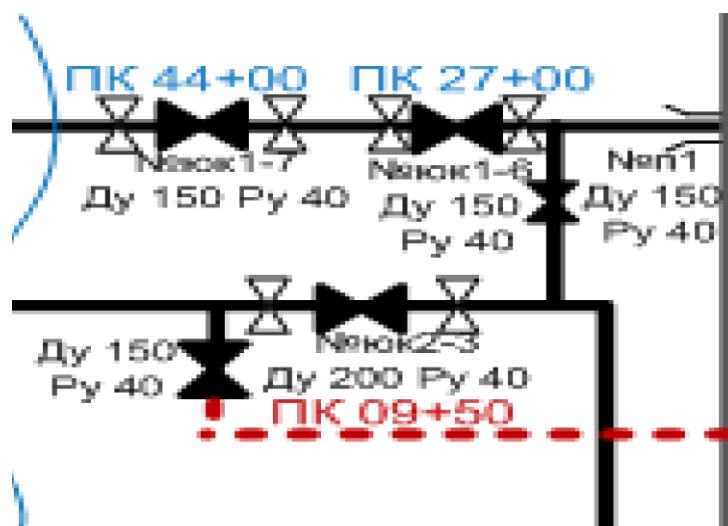


Рисунок 10. ПК 27+00

Внесенные изменения позволят, в случае отсутствия или длительной транспортировки передвижной емкости, начать опорожнение или вытеснение жидкостью участков НСК ЗУ №1 Южно- Майского месторождения- узел №5 и НСК узел №5- ПК 27+00 (рисунок 10). Внесенные изменения по расстановке запорной арматуры позволит уменьшить количество элементов узла, сохраняя его функциональность.

3.1.3 Коррекция узла ПК 26+00

Крановый узел ПК 26+00 представляет собой тройник Ду 219 мм Ру 40 серии, с установленной клиновой задвижкой Ду 200 мм Ру 40 на участке ПК 26+00- узел №3 (рисунок 11).

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

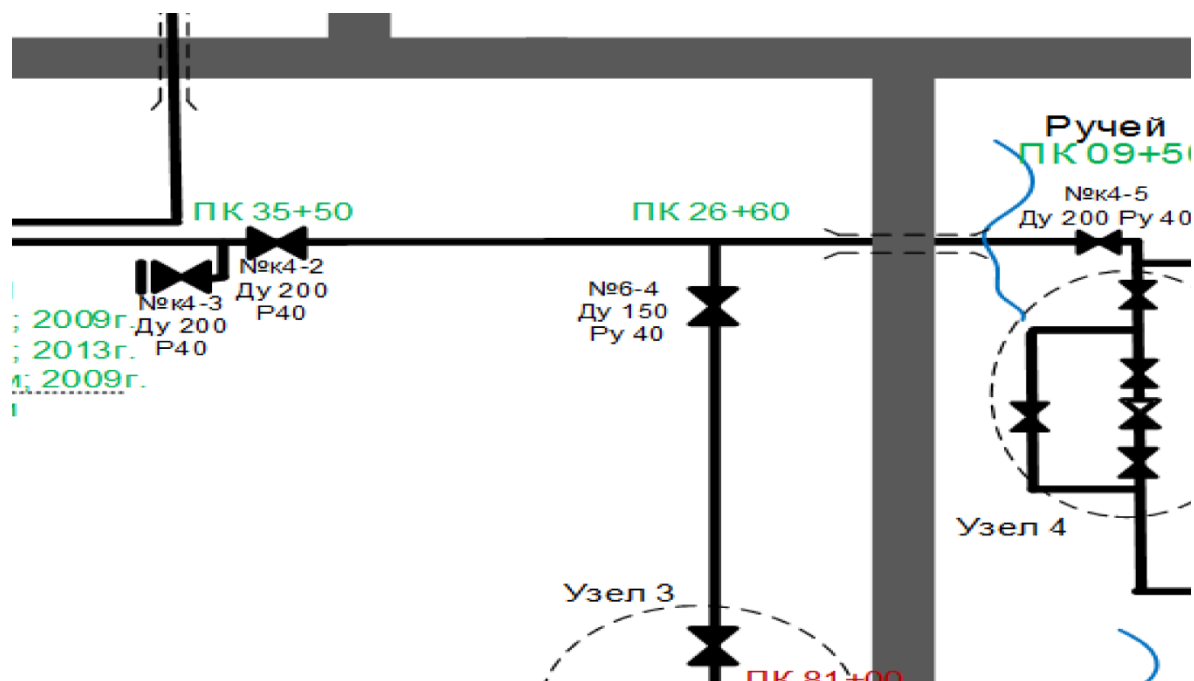


Рисунок 11. Крановый узел ПК 26+00 до коррекции.

Участок трубопровода ПК 26+00- узел №4- является участком, наиболее подверженному коррозионному разрушению по нижней образующей трубопровода. Длина отсекаемого участка в случае возникновения аварийной ситуации составляет порядка 3500 метров (крановый узел ПК 35+50- узел №4). Работа нефтесборного коллектора Майское месторождение К.4- УПН парализуется независимо от места отказа. Таким образом предлагается привести вид схема согласно рисунку 12.

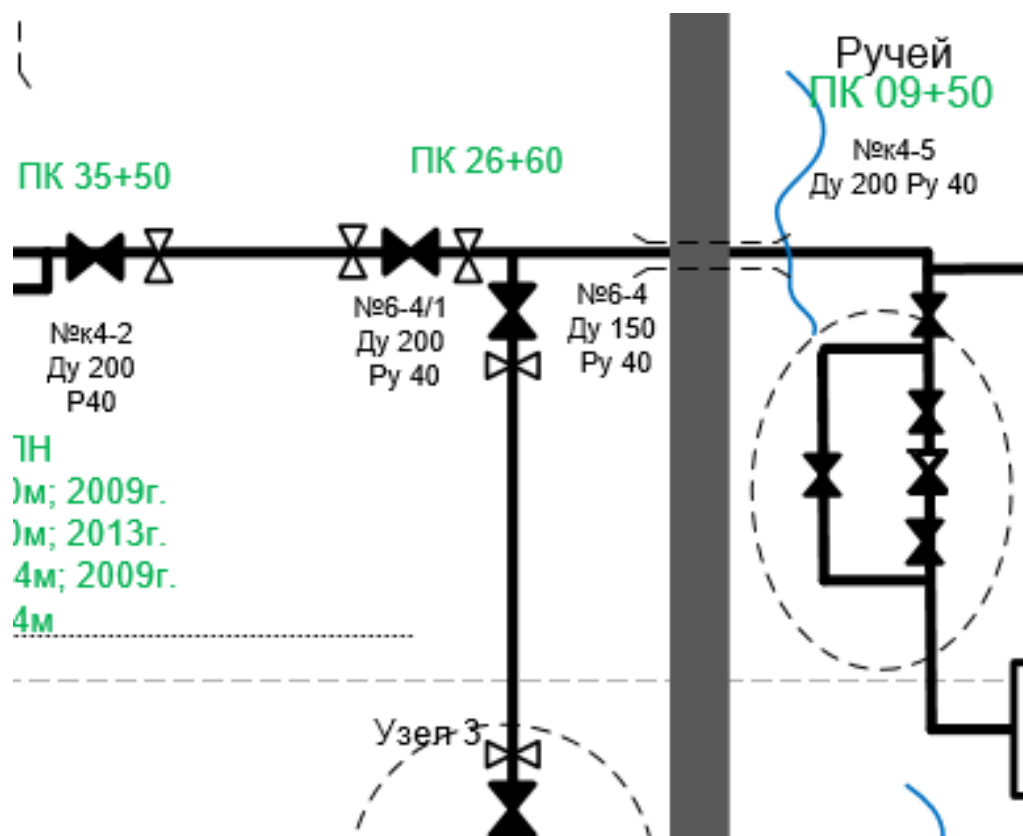


Рисунок 12. Крановый узел ПК 26+00 измененный

Установленная клиновая задвижка № 6-4/1 позволит:

- на 30% сократить объем работ с возникновением отказов на участке крановый узел ПК 26+00- узел №4. Произойдет это за счет уменьшения длины участка, на котором необходимо сбрасывать давление. За счет установленных вантузных задвижек появится возможность более качественного опорожнения трубопровода;
- продолжать работу нефтепровода в случае возникновения отказов на участке крановый узел ПК 26+00- крановый узел ПК 35+50. Закрыв задвижку №6-4/1 и №к4- 2 поток рабочей среды будет направлен через узел №3 на УПН. Работа нефтесборных коллекторов нарушена не будет, а персонал службы УТОиРТ сможет заниматься устранением отказа в рамках нормативно- технической документации.

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.4 Установка вантузных задвижек.

При возникновении отказов в работе нефтепровода в первую очередь необходимо локализовать участок из которого происходит истечение транспортируемого продукта. Происходит это путем отсечения аварийного участка линейными задвижками. Остаточное давление внутри трубопровода несет большую опасность для здоровья работников и не позволяет осуществлять ремонтные работы. В результате чего возникает необходимость стравить остаточное давление. На промысловом нефтепроводе Майского месторождения это осуществляется путем стравливания остаточного давления через вантузные задвижки по шлангам высокого давления (рисунок 13б) на передвижную безнапорную емкость вместимостью 40 м³, соединение осуществляется при помощи быстроразъемного соединения (для проведения технологических операций при обслуживании или ремонте скважин) (рисунок 13а). Либо стравливание давления осуществляется на погружные емкости.



а) БРС

б) ШВД

Рисунок 13.

Врезка вантуза методом холодной врезки занимает достаточно времени, чтобы розлив нефти значительно увеличился. На крановых узлах на секущих задвижках вантузы расположены не везде, что создает немало проблем при осуществлении расстравки и промывке трубопровода.

3.2 Применение полимерных высоконапорных труб.

Для защиты от коррозии пластические массы широко применяются, при строительстве нефтегазопроводов, как зарубежом, так и на территории России.

Процесс коррозии неметаллических полимерных материалов отличается от процессов коррозии металлов и механизм разрушения еще недостаточно изучен. Коррозия металлов происходит главным образом на границе раздела двух фаз металл- среда, то при коррозии полимерных материалов набухание и растворение под влиянием среды не только происходит на поверхности, но и распространяется вглубь материала и обуславливается процессами диффузии.

Диффузия- это движение частиц среды, приводящее к взаимному проникновению молекул одного вещества между молекулами другого и выравниванию концентраций или установлению их равновесного распределения.

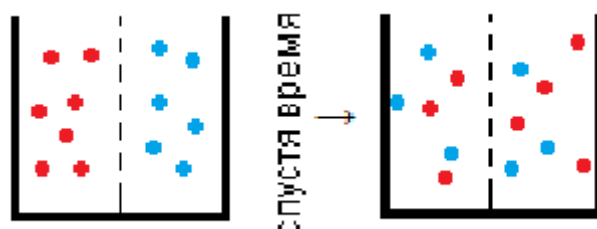


Рисунок 14 Диффузия

Коррозия полимерных материалов. Полимерные материалы разрушаются в результате воздействия жидких и газообразных химических веществ, нагрева и охлаждения, механических нагрузок, солнечных лучей, кислорода воздуха. Эти факторы, действие которых может быть, как раздельным, так и совместным, изменяют свойства полимерных материалов и вызывают их старение и последующее разрушение. Например, полиэтиленовая пленка, обладающая высокой стойкостью к действию растворов солей многих кислот и щелочей, разрушается (изменяет окраску,

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

теряет блеск, растрескивается, снижает механические свойства) от воздействия кислорода воздуха и солнечных лучей. В большинстве случаев процессы старения и разрушения полимеров протекают на их поверхности там, где происходит поглощение света, кислорода или озона, поэтому целесообразно применять эти материалы в таких конструкциях, которые будут укрыты от света и окисления.

Старение пластических масс проявляется в ухудшении их физико-механических свойств — снижении диэлектрических показателей, повышении хрупкости, возникновении трещин и т. п. Это происходит вследствие их окисления атмосферным кислородом, вызывающим деструкцию полимерных цепей. Известны случаи и биохимической коррозии полимерных материалов, разрушение которых происходит под влиянием всевозможных бактерий (главным образом, в условиях тропического климата). Старая при длительной эксплуатации в атмосферных условиях, некоторые полимеры оказываются весьма стойкими к воздействию многих агрессивных жидкостей и газов, обнаруживая в этом отношении преимущества перед остальными разновидностями конструкционных материалов.

Полиэтиленовая труба представляет собой гладкостенную с кольцевой формой поперечного сечения, гибкую, многослойную монолитную конструкцию, состоящую из внутреннего полиэтиленового слоя, силового армирующего слоя, уложенного на внутренний полиэтиленовый слой спирально-перекрестной намоткой полиэфирных нитей и наружного полиэтиленового слоя. Предназначена для транспортировки под давлением жидкостей и газов.

Внутренняя и внешняя поверхность выполнена из трубного полиэтилена ПЭ100 (с минимальной длительной прочностью 10 МПа)- гладкая, не подвержена коррозии и зарастанию карбонатными отложениями. Полиэтилен

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

имеет высокую гидроабразивную стойкость, поэтому пропускная способность трубы остается неизменной в течение всего срока службы. Для повышения прочностных характеристик трубы «Anaconda» производится армирование полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией (с пределом прочности 900 МПа) (рисунок



Рисунок 15 Структура полиэтиленовой трубы

Плюсом эксплуатации полиэтиленовых труб является экономичность транспортировки и повышение скорости монтажа. Полимерные трубы имеют меньший вес в сравнении с металлическими (таблица 2), доставляются в назначенное место бухтами, что упрощает погрузочно - разгрузочные работы и значительно повышает их компактность.

Как указывает завод - изготовитель, скорость размотки до 1 км/час, при температуре наружного воздуха не ниже плюс 5°C, при меньшей температуре бухту рекомендуется подогревать. Повороты и выходы на поверхность трубопровода из труб «Anaconda» осуществляются упругим изгибом, что позволяет обходиться без отводов.

Таблица 7- Сравнение веса труб.

Тип материала трубы	Диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг
Полиэтилен	125	150 (бухта)	720
Сталь 09Г2С	114	150 (секции по 10 м)	3136

Существенно сокращает время монтажа сварочные работы. Под сваркой полиэтиленовой трубы понимается «спайка» подготовленных центрованных концов труб с последующим усилением сварного шва муфтой с закладным нагревателем (рисунок 14). Уменьшение времени сборки трубопровода главным образом происходит благодаря сокращению количества сварочных стыков. Стальные трубы транспортируются секциями в среднем по 11 метров, следовательно, сварка производится, максимум, каждые 11 метров. Полиэтиленовой трубы производятся в бухтах, что сокращает количество стыков в десятки раз.



Рисунок 16 Сварка полиэтиленовой трубы «Anaconda».

Куст №1 (рисунок 15) и относящиеся к нему нефтесборные коллекторы являлся участком, с наиболее плотным количеством отказов в единицу времени. Самая большая скорость коррозии была зафиксирована в 9 мм/год. Количество отказов, при такой скорости коррозии увеличивалось и приносили экономические потери компании.

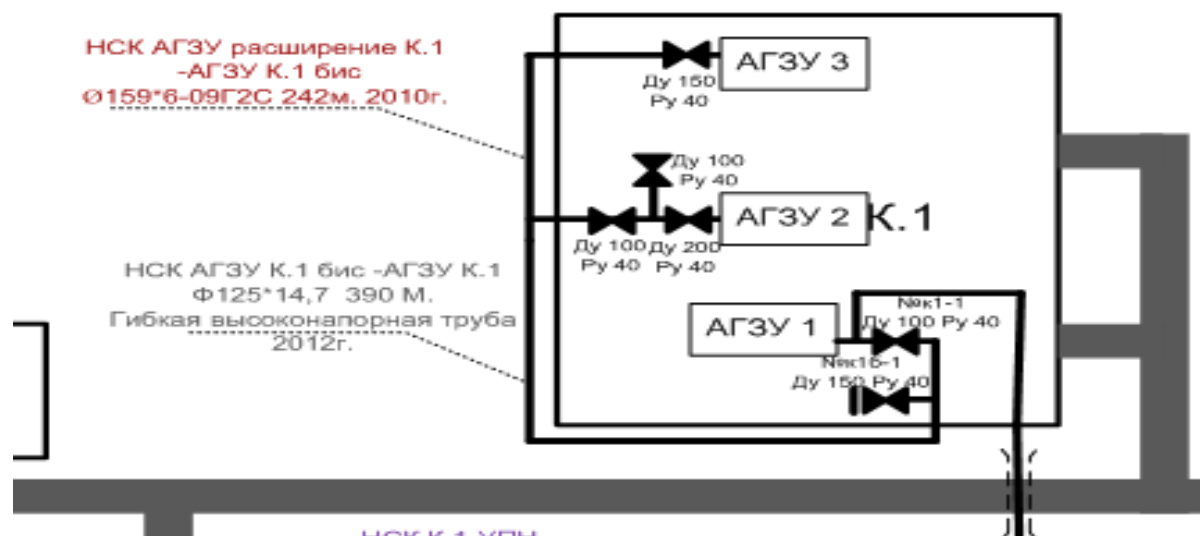


Рисунок 17 НСК Куст №1, Майское месторождение.

Исследования опытных образцов в лаборатории химического анализа компании показал, что полимерные трубы, в отличие от стальных, в течении времени эксперимента не были подвержены коррозии (таблица 3).

Скорость коррозии определяют по формуле:

$$P = \frac{m_1 - m_2}{t}, \quad (7)$$

где m_1 - масса образца до испытания, g

m_2 - масса образца после испытания, g

t - время испытания, h

Защитное действие ингибиторов рассчитывается по формуле:

$$Z = \frac{P_0 - P}{P_0} \times 100 \% \quad (8)$$

где P_0 - скорость коррозии без ингибитора, g/h

P - скорость коррозии с ингибитором, g/h

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Выводы:

1. Оценка действия ингибиторов на стальные образцы:

-Защитное действие ингибитора солевых отложений «Акватек-512 Н» составило 33,52%;

-Защитное действие ингибитора коррозии «ХПК-002» составило 33,75%;

-Защитное действие ингибитора парафиноотложения «Санпар 5403» составило 29,25%;

Скорость коррозии при действии ингибированной соляной кислоты с добавлением «Акватек 50» составляет ~ 0,0013 г/час, что в 3,5 раза превышает скорость коррозии холостого опыта (разъедает сам материал трубы).

2. Оценка действия ингибиторов на полимерные образцы:

Отсутствие (холостая проба) и присутствие используемых ингибиторов в попутно-добываемой воде не влияет на скорость коррозии материала труб.

Таблица 10. - Сводная таблица полученных результатов.

№ образцов	Условия эксперимента	Наименование материала	m1 до испытания, g	m2 после испытания, g	t, время испытания, h	P, скорость коррозии, g/h	Z, защитное действие ингибитора, %
Образец №5	холостой опыт	стальной образец	18.84684	18.82014	72	0.0003708333	
		полиэтиленовый образец	5.46456	5.46457	72	0	
Образец №6	ингибитор солевых отложений «Акватек-512 Н»: 50 г/тонну подтоварной H ₂ O	стальной образец	34.29650	34.27875	72	0.0002465278	33.52
		полиэтиленовый образец	4.89603	4.89605	72	0	-
Образец №7	ингибитор коррозии «ХПК-002»: 25-30 г/тонну жидкости (H ₂ O + нефть)	стальной образец	29.05638	29.03869	72	0.0002456944	33.75
		полиэтиленовый образец	5.72116	5.72117	72	0	-
Образец №8	ингибитор парафиноотложения «Санпар 5403»: 150 г/тонну нефти	стальной образец	28.65869	28.63980	72	0.0002623611	29.25
		полиэтиленовый образец	4.46117	4.46116	72	0.0000001389	-
Образец №9	ингибированная соляная кислота с добавлением «Акватек 50»: 0,2 тонны HCl + 0,008 тонн Акватека 50/тонну подтоварной H ₂ O	стальной образец	24.66685	24.57576	72	0.0012651389	-
		Полиэтиленовый образец	4.46348	4.46349	72	0	-

					Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов	Лист 57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После анализа представленных данных, было принято решение использовать полимерные трубы, как альтернативу стальным трубам в условиях особо агрессивной среды. Результаты оказались положительными- за 5 лет эксплуатации ни одного отказа.

					<i>Разработка и анализ мер по оценке технического состояния работы системы нефтесборных коллекторов</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

4.Расчетная часть.

Для определения прочности и устойчивости подземных промысловых трубопроводов выполнен расчет в соответствии с СП 34-116-97 и СНиП 2.05.06-85*, который подтверждает устойчивость трубопроводов при действии положительного температурного перепада, внутреннего давления в трубопроводах и в случае пластической связи трубопроводов с грунтом.

В расчете приведены сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы; сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок; сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по грунту и другим параметрам; основные физические характеристики стали труб.

При строительстве трубопроводов углы поворота максимально выполняют стандартными отводами, небольшие углы проходят естественным радиусом изгиба трубы.

Предельные отклонения не должны превышать:

- по наружному диаметру – плюс/минус 1,0 %;
- по толщине стенки – плюс/минус 12,5 %.

Кривизна любого участка трубы на длины не должна превышать . Общая кривизна не должна превышать 0,2 % длины трубы. Овальность и разностенность труб не должна выводить размер трубы за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки. 1 м1,5 мм

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Папонин М.Ю,				Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Брусник О.В.								59	111	
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 % номинального диаметра.

На поверхности труб не допускаются трещины, плены, рванины и закаты.

Партия поставляемых труб сопровождается документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие качества изготовления труб.

Транспортные работы следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*, РД 39-132-94, «Правил дорожного движения», СП 34-116-97.

Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ. Расстояние от следа движения транспортного средства до бровки разработанной траншеи должно быть не менее .3 м

Погрузку и разгрузку изолированных труб следует производить таким образом, чтобы избежать их соударение, волочение по земле и по нижележащим трубам.

Для производства погрузо-разгрузочных работ при помощи крановых механизмов необходимо применять широкие брезентовые или прорезиненные стропы с траверсами или оснащать грузоподъемные средства торцовыми захватами, траверсами, мягкими полотенцами.

Разгрузка допускается на спланированный грунт или на специальные стеллажи для хранения труб и деталей труб.

При складировании труб запрещается:

укладывать в один штабель трубы разного диаметра;

производить укладку труб верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;

укладывать трубы в наклонном положении с опиранием одной стороны труб на нижележащие.

Раскладку по трассе производят трубоукладчиками. При раскладке вдоль траншеи труб и секций их следует размещать на расстоянии 1,5- от бровки траншеи. 2 м

Места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами.

Рельеф прохождения трасс трубопроводов относительно ровный, склоны с крутизной более 15° отсутствуют, поэтому никаких конструктивных решений по укреплению конструкций при прокладке трубопроводов предпринимать не требуется.

4.1 Гидравлический расчет нефтепровода

Техническая характеристика нефтепровода:

- диаметр и толщина стенки труб– 159×8 мм;
- категория участка трубопровода– II;
- технические условия на трубу– ГОСТ 8732-78;
- марка стали – сталь 09Г2С;
- временное сопротивление разрыву– 500 МПа;
- предел текучести– 350 МПа;
- проектное давление– 4,0 МПа;
- коэффициент надежности по материалу – 1,4;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Исходные данные:

Таблица 11

Q_r , м ³ /сут	450
Длина трассы L, км	2,920
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_r , см ² /сек	0,27
Средняя плотность при данном диапазоне измерения температур ρ , т/м ³	0,852
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации, мм	0,02
Толщина стенки трубы δ , мм	8
Наружный диаметр трубопровода D, мм	159
Высота грунта над верхней образующей трубы h, м	0,8
Высота грунта над верхней образующей трубы h, при пересечение ВЛ 6 кВ, м	0,8
Давление в начале участка, кгс/см ²	12,7
Давление в конце участка, кгс/см ²	12,0
Разность геодезических отметок, м	21,84

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_z}{N_z \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600} = \frac{450}{365 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 1,67 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1)$$

где $N_z = 365$ дней - режим работы проектируемого объекта непрерывный.

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 0,159 - 2 \cdot 0,008 = 0,143 \text{ м}. \quad (2)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 1,67 \cdot 10^{-5}}{3,14 \cdot 0,143^2} = 0,001 \text{ м/с}. \quad (3)$$

Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{0,001 \cdot 0,143}{0,27} = 0,53 \cdot 10^3 \quad (4)$$

$$Re_I = 10 \frac{D_1}{k_9} Re_I = \frac{10 \cdot 143}{0,2} = 0,72 \cdot 10^4 \quad (5)$$

$$Re_I = 500 \frac{D_1}{k_9} Re_I = 500 \frac{143}{0,2} = 0,36 \cdot 10^6 \quad (6)$$

Т.к. $2320 < 0,53 \cdot 10^3 < 0,72 \cdot 10^4$ режим турбулентный, зона Блазиуса ($m = 0,25$; $= 0,0246$);

Находим коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{0,53 \cdot 10^3}} = 0,0391 \quad (7)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{W^2}{2 \cdot g} = 0,0033 \cdot \frac{1}{0,143} \cdot \frac{0,001^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0010 \cdot 10^{-6} \quad (8)$$

где i – гидравлический уклон нефтепровода, представляющий собой потерю напора на трение на единице длины нефтепровода

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L \quad (9)$$

$$h_{mp} = 0,1 \cdot 10^{-8} \cdot 2920 = 0,29 \text{ м.}$$

3.1.8 Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp}, \quad (10)$$

$$h_{mc} = 0,02 \cdot 0,29 = 0,006 \text{ м.}$$

3.1.9 Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z, \quad (11)$$

$$H = 0,29 + 0,006 + 21,84 = 22,136 \text{ м.}$$

4.2 Расчет промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость

Расчет проведен в соответствии с СНиП 2.05.06-85*, СП 34-116-97.

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2.1 Расчет трубопроводов на прочность в продольном направлении (при подземной прокладке)

При подземной прокладке трубопровода проводится проверка его на прочность в продольном направлении из условия

$$|\sigma_{прN}| \leq 2 \cdot R_1,$$

где $\sigma_{прN}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий;

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n}, (12)$$

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по временному сопротивлению:

$$R_1 = R_{un} \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n, (13)$$

где R_{un} – нормативное временное сопротивление труб разрыву (для труб из сталей 09Г2С равно $5000 \text{ кгс/см}^2 = 500 \text{ МПа}$);

$\gamma_c = 0,75$ – коэффициент условий работы трубопровода II категории;

$\gamma_m = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу;

$\gamma_n = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, (14)$$

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (15)$$

$$R_1 = \frac{500 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 268,9 \text{ МПа}.$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{18,56}{268,9} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{18,56}{268,9} = 0,96$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 143}{2 \cdot 8} = 41,11 \text{ МПа}.$$

где $n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке, внутреннему давлению;

p – расчетное давление в трубопроводе, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

δ_n – толщина стенки трубы, м.

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 143}{2 \cdot 8} = -111,27 \text{ МПа}.$$

где $-\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения (для стали);

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости;

$\Delta t = t_{экспл} - t_{ф}$ – максимальный расчетный температурный перепад, для расчетов принимается в зимний период равным 50°C (температура рабочего продукта 30°C , температура замыкающего шва 20°C);

$\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Условие прочности подземного трубопровода выполняется, т.к.

$$|\text{пр. NI}| \leq 2 \cdot R1.$$

$$|-111,27| \leq 258,14$$

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного стального трубопровода

Проверка производится из условия

$$|\sigma_{пр}^н| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, (16)$$

$$\sigma_{кц}^н \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^н, (17)$$

где $\sigma_{пр}^н$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$m = c = 0,75$ – коэффициент условий работы;

$k_n = n = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^н$ – нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела текучести стали (для труб из сталей 09Г2С равно $3500 \text{ кгс/см}^2 = 350 \text{ МПа}$).

$\psi_3 =$ – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр}^н > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^н < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^н}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^н} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^н}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^н}, (18)$$

где $\sigma_{кц}^н$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\kappa\zeta}^n = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_n}, (19)$$

$$\sigma_{\kappa\zeta}^n = \frac{4,0 \cdot 143}{2 \cdot 8} = 35,75 \text{ МПа}.$$

Максимальные суммарные продольные напряжения отн определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^n = \mu \cdot \sigma_{\kappa\zeta}^n - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho}, (20)$$

где σ_{np}^n к.ц.н – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;

ρ – радиус (минимальный) упругого изгиба оси трубопровода, м,;

D_n – наружный диаметр трубопровода, м.

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np(+)}^n = 0,3 \cdot 35,75 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,159}{2 \cdot 250} = -47,37 \text{ МПа}.$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{np(-)}^H = 0,3 \cdot 16,14 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,159}{2 \cdot 250} = -178,38 \text{ МПа}.$$

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр1,2н} = -178,38 \text{ МПа}$.

Так как принятое значение $\mu_{пр} < 0$, то рассчитаем значение коэффициента ψ_3 по формуле.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\frac{35,75}{0,75}}{\frac{0,9 \cdot 1,0}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 350} \right)^2} - 0,5 \frac{\frac{35,75}{0,75}}{\frac{0,9 \cdot 1,0}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 350} = 0,933.$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$\psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2 = 0,933 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} 350 = 272,125 \text{ МПа};$$

$$|-228,45| < 272,125 \text{ МПа};$$

$$\frac{m}{0,9k_n} R_n^2 = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} 350 = 291,66 \text{ МПа}.$$

$$35,75 < 291,66 \text{ МПа}$$

Условие по предотвращению недопустимых пластических деформаций трубопровода выполняется, т.к.

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2.$$

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2.3 Проверка общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы

Проверка производится согласно СП 34-116-97 из условия:

$$S \leq \gamma_c \cdot N_{кр}^1, (21)$$

где γ_c – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

$N_{кр}^1$ – продольное критическое усилие, Н;

$m = \gamma_c = 0,75$ – коэффициент условий работы.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

Продольное осевое усилие определяется по СНиП 2.05.06-85*:

$$S = 100[(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F, (22)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, м².

$$F = \frac{\pi \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2)}{4}, (23)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot (159^2 - 143^2)}{4} = 3793,12 \text{ мм}^2 = 38 \text{ см}^2 = 0,0038 \text{ м}^2.$$

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значение кольцевых напряжений от расчетного внутреннего давления принимаем $\sigma_{кц} = 41,11$ МПа.

$$S = 100[(0,5 - 0,3) \cdot 41,11 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50] \cdot 38 = 500924 \text{ Н} = 0,501 \text{ МН}.$$

Для прямолинейных участков подземного трубопровода в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие определяется из условия:

$$N_{кр}^1 = 4,09 \cdot \sqrt[11]{\rho_o^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, (24)$$

$$N_{кр}^1 = 4,09 \cdot \sqrt[11]{0,315187^2 \cdot 0,005303^4 \cdot 0,0038^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,000229^3} = 3015,54 \text{ МН}.$$

ρ_o – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

J – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴.

$$I = \frac{\pi}{64} (D_{н}^4 - D_{вн}^4), (25)$$

$$J = \frac{3,14}{64} (0,159^4 - 0,143^4) = 0,00001 \text{ м}^4.$$

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_0 = \pi D_n \tau_{np}, \quad (26)$$

$$p_0 = 3,14 \cdot 0,426 \cdot 0,235629 = 0,315187 \text{ МН / м.}$$

где τ_{np} – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

$$\tau_{np} = p_{cp} \operatorname{tg} \varphi_{cp} + C_{cp}, \quad (27)$$

$$\tau_{np} = 62019,9 \cdot \operatorname{tg} 17 + 19000 = 235692,3 \text{ Па} = 0,235692 \text{ МПа.}$$

где $r_{гр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м²;

$\varphi_{cp} = 17$ град. – угол внутреннего трения грунта, град.;

$c_{гр} = 19$ кПа – сцепление грунта, Па.

Величину $r_{гр}$ определим по формуле:

$$p_{cp} = \frac{2n_{cp} \gamma_{cp} D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_n}, \quad (28)$$

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 15700 \cdot 0,159 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{0,159}{2} \right) + \left(0,8 + \frac{0,159}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{17}{2} \right) \right] + 777,32}{3,14 \cdot 0,426} = 122670,2 \text{ Па.}$$

$n_{cp} = 0,8$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$h_0 = 0,8$ – высота слоя засыпки до верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\gamma_{гр} = 15700 \text{ Н/м}^3$ – удельный вес грунта;

$q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса изолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м. Определяемая по формуле:

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр}, \text{ Н/м} \quad (29)$$

$$q_{тр} = 593,8 + 59,38 + 0,62 = 777,32 \text{ Н/м}.$$

где q_m – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{из}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

$q_{пр}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов и при расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (30)$$

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,01 = 745,75 \text{ Н/м}.$$

где $n_{св}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта;

$\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$ – плотность стали;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665 \text{ м/с}^2$.

Нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции, Н/м

$$q_{из} = n_{св} \cdot (q_{ин}^H - q_{об}^H), (31)$$

$$q_{из} = 0.95 \cdot (63.07 - 30.99) = 30.47 \text{ Н/м}.$$

где – нормативная нагрузка от веса изоляционного покрытия;

$q_{об}^H$ – нормативная нагрузка от веса оберточного слоя.

$$q_{ин}^H = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} \cdot g, (32)$$

$$q_{ин}^H = 2.3 \cdot 3.14 \cdot 0.159 \cdot 2 \cdot 1.0 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9.8 = 63.07 \text{ Н/м}.$$

$$q_{об}^H = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g, (33)$$

$$q_{об}^H = 2.3 \cdot 3.14 \cdot 0.159 \cdot 1.0 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9.8 = 30.99 \text{ Н/м}.$$

где – коэффициент, учитывающий величину нахлеста при двухслойной изоляции при:

$$\delta_{ин} = 1,0$$

– толщина изоляционного покрытия, мм;

$$\delta_{об} = 1,0$$

– толщина оберточного слоя, мм;

$\rho_{ин} = 1046$ – плотность изоляционного покрытия, кг/м³;

– плотность оберточного слоя, кг/м³;

$g = 9,8$ – ускорение свободного падения, м/с²;

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{нр} = \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 0,850 \cdot 9,81 \cdot (3,14 \cdot 0,143^2 / 4) = 1,10 \text{ Н/м}. (34)$$

где кг/м³ – плотность нефти.

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для упрощения расчетов принимается, что трубопровод полностью заполнен нефтью.

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_n \cdot \left(h_o + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{\text{тр}} \quad .(35)$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 15700 \cdot 0,159 \cdot \left(0,8 + \frac{0,159}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,159}{8} \right) + 777,32 = 9627,65 \text{ Н / м} = 0,009628$$

МН/м.

Вычисляем комплекс $0,75 \cdot 3015,54 = 2261,65$ МН;

Проверяем, если , то в случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи труб с грунтом определяется по формуле:

$$N_{\text{кр}} = 2 \cdot \sqrt{k_o \cdot D_n \cdot E \cdot J} \quad , (36)$$

где МН/м³ – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии).

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости;

$$N_{\text{кр}} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 0,426 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,000229} = 20,04 \text{ МН}.$$

Вычисляем комплекс МН.

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверяем, если $S < \gamma_c \cdot N_{кр} = 1,336 МН < 15,03 МН$, то условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

Условия и выполняются, следовательно, общая устойчивость трубопроводов в заданных условиях обеспечивается.

4.2.4 Расчет толщины стенки промысловых трубопроводов

Определение толщин стенок нефтесборных трубопроводов по СП 34-116-97

Толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot \rho_n \cdot d_e}{2 \cdot (R_1 + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot \rho_n)} \quad (37)$$

$$t = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 4,0 \cdot 159}{2 \cdot (268 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 4,0)} = 1,35 \text{ мм.}$$

где - для трубопроводов, транспортирующих продукт, не содержащий сероводород, определяется из выражения:

$$R_1 = \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} ; (38)$$

$$R_1 = \frac{500 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 268 \text{ МПа.}$$

где – нормативное временное сопротивление труб разрыву для выбранной стали;

γ_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода;

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

γ_m – коэффициент надежности по материалу;

d_e – наружный диаметр трубопровода;

γ_f – коэффициент надежности по нагрузке;

η – коэффициент несущей способности труб;

ρ_n – расчетное давление;

$t_{пр}$ – принятая толщина стенки.

С учетом среднестатистического срока службы трубопровода по РД 39-132-94 (регион применительно Западная Сибирь) – 10 лет, отбраковочной толщины стенки – 2,5 мм, в проектной документации принята труба диаметром 159х8 мм из стали 09Г2С.

4.2.5 Проверка на устойчивость против всплытия

Проверка на устойчивость против всплытия нефтегазосборного трубопровода.

Исходные данные:

Толщина слоя изоляции 2,00 мм;

Наружный диаметр трубопровода $D_n=159$ мм;

Толщина стенки = 8 мм

Диаметр изолированного трубопровода $D_i=163$ мм;

Коэффициент надёжности устойчивости положения против всплытия $k_{н.в.}=1,05$ (п.8.30, СНиП 2.05.06-85*)

Расчет:

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчётная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_v = \frac{\pi}{4} \cdot D_u^2 \cdot g \cdot \rho_v = \frac{3,14}{4} 0,163^2 \cdot 9,81 \cdot 1031 = 210,94 \text{ Н / м}$$

где $\rho_v = 1031 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды с учётом растворённых в ней солей.

Расчётная нагрузка от массы трубопровода

$$q_{mp} = g \cdot 0,95 \cdot \frac{\pi}{4} ((D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot y_{mp} + (D_u^2 - D_n^2) \cdot y_u + (D_\phi^2 - D_u^2) \cdot y_\phi)$$

$$q_{mp} = 9,91 \cdot 0,95 \cdot \frac{3,14}{4} ((0,159^2 - 0,143^2) \cdot 7850 + (0,163^2 - 0,159^2) \cdot 1050) = 287,39 \text{ Н / м}$$

где 0,95 - коэффициент надёжности по нагрузке n от веса трубопровода (таблица 13, СНиП 2.05.06-85*).

Выталкивающая сила воды $q_v = 210,94 \text{ Н/м}$ меньше массы трубы с изоляцией

$q_{тр} = 287,39 \text{ Н/м}$, поэтому нефтегазосборный трубопровод диаметром 159х8 мм имеет устойчивое положение против всплытия, балластировка не требуется.

4.2.6 Определение зоны оттаивания грунта трубопровода.

Расчет выполнен согласно методике, представленной в книге «Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах». А.Л. Ястребов, Стройиздат . 1972 г

Ниже приведена формула, по которой проверяется, будет ли сохраняться вокруг трубы талый грунт («талик») от тепла, выделяемого подземными стальными трубопроводами без теплоизоляции в зимнее время

$$\frac{y + \sqrt{h^2 - r^2}}{y - \sqrt{h^2 - r^2}} = \sqrt{\exp \left(- \frac{2 \cdot t_r \cdot \ln \frac{2 \cdot h}{r}}{\frac{\lambda_r}{\lambda_m} \cdot t_r - t_r} \right)}; \quad (39)$$

					Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где z – глубина залегания границы талого и мерзлого грунтов, считая от поверхности земли, м;

t_{Γ} – температура грунта на глубине заложения оси трубы в отсутствии трубопровода, принимаем равной минус 8 0С;

t_T – температура на поверхности стальной неизолированной трубы, принимаем равной температуре транспортируемой жидкости 0С;

h – глубина заложения оси трубы от поверхности земли, м;

λ_T, λ_M – коэффициент теплопроводности грунта соответственно в талом и мерзлом состоянии, ккал/(м·ч·0С). Для суглинков согласно таблице 4 книги «Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах» А.Л. Ястребов, Стройиздат . принимаем: 1972 г

Тогда толщина талого слоя под трубой и над трубой равна:

$$\xi_1 = y_1 - h - r; \xi_2 = h - y_2 - r; \quad (40)$$

где ξ_1 – величина талого слоя грунта под подземной трубой, м;

ξ_2 – величина талого слоя грунта над подземной трубой, м;

r – наружный радиус трубы, м

Значения y_1 и y_2 находятся из равенства по формуле (39)

На рисунке 2.1 представлена схема конструкции подземного стального трубопровода без теплоизоляции.

					Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

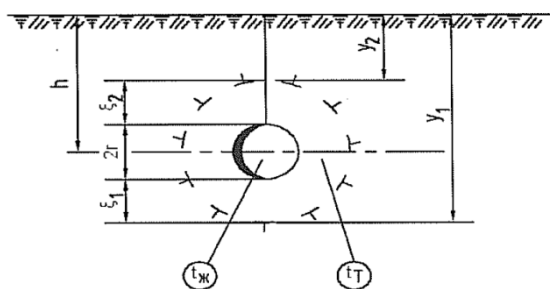


Рисунок 18 – Схема конструкции подземного стального трубопровода без теплоизоляции

Согласно отчета по инженерным изысканиям по степени морозного пучения грунты залегающие в зоне сезонного промерзания: суглинок туго-мягкопластичный и суглинок полутвердый относятся к сильнопучинистым грунтам, согласно «Пособию к СНиП 2.02.01-83*». По степени морозного пучения территория строительства относится к «весьма опасной» категории согласно СНиП 22-01-95. Нормативная глубина сезонного промерзания суглинка равна – .252 см

Выполним расчет зоны талого грунта при наихудших условиях (при отрицательной температуре почвы). Результаты проведенного расчета представлены в таблице 12

Таблица 12 – Исходные и расчетные данные.

Наименование трубопровода	Наружный радиус трубы, г, м	Глубина заложения оси трубы от повер	Температура грунта на глубине заложения оси трубы в отсутствии трубопровода, °С	Температура жидкости в трубе, °С	$y_1, м$	$y_2, м$	$\xi_1, м$	$\xi_2, м$
---------------------------	-----------------------------	--------------------------------------	---	----------------------------------	----------	----------	------------	------------

		хност и земли, h, м						
Нефтегазосборный трубопровод «куст – врезка куста» 159х8 сталь 09Г2С	0,079	0,979	минус 8	47	3,635	0,261	2,57	0,638

Согласно полученным результатам, в околотрубной зоне будет незамерзший грунт. В связи с этим явления морозного пучения грунта в зоне прокладки трубопровода происходить не будет.

					Расчетная часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Папонин Михаил Юрьевич

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по России.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1.Методические указания по разработке раздела. 2.Нормативные справочники. 3.Личными расчетами
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет часов рабочей техники на отказах	1.Оценка потерь рабочего времени при отказах трубопроводах 3. Расчет рабочего времени при отказах автомобиль «УРАЛ» 2.Расчет рабочего времени при отказах гусеничной техники вида экскаватор «Hitachi»
2. Расчет средств затраченных на дизельное топливо	1. Расчет потерь дизельного топлива при отказах автомобиль «УРАЛ» 2.. Расчет потерь дизельного топлива при отказах гусеничной техники вида экскаватор «Hitachi»
3. Расчет средств затраченных на моторное масло	1. Расчет финансовых потерь на моторное масло автомобиля «УРАЛ» 2.. Расчет финансовых потерь на моторное масло гусеничной техники вида экскаватор «Hitachi»
4. Альтернативный вариант уменьшения финансовых затрат	1.Произведение аналогии. 2.Произвести сравнение и выбрать более надежный и экономный вариант
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка отказов трубопровода 2. Строение диаграмм на затраты 3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Папонин Михаил Юрьевич		

5.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Для примерной оценки потерь компании проанализируем зафиксированные затраты за месяц. Марка применяемой стали 09Г2С. Механические свойства металла фрагмента трубы находятся в пределах норм для стали 09Г2С.

В период с 15.08.19. по 16.09.19. на промысловых трубопроводах произошло 11 некатегорийных отказов, 2 из которых сопровождалось попутной разгерметизацией при запуске нефтепровода на соседних участках.

Оплата работы персонала зафиксирована в расчет не берется, сумма затрат на материалы, используемые для устранения незначительны. Потери от разгерметизации минимальны и в расчет не берутся, потому что весь розлив локализуется в земляном амбаре. Вакуумной машиной АКН на базе автомобиля «Урал» жидкость с амбара транспортируется на УПН, для ее дальнейшей подготовки до требований товарной нефти.

Система нефтесборных коллекторов позволяет осуществлять бесперебойную работу, при возникновении аварий. Путем отсечения аварийных участков линейными задвижками клинового вида и открытие задвижек в необходимой точке системы, поток жидкости может быть направлен по нефтепроводу, идущего с других кустов. Добыча кустов таким способом не реализуется на 100%, но потери остаются на уровне ниже, чем при остановке работы куста полностью.

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Папонин М.Ю,				Финансовый менеджмент,ресурсоэффе́ктивность и ресурсосбережение.			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Брусник О.В.									84	111
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Помимо потерь добытой нефти и вовлечения человеческой рабочей силы на устранение последствий отказов задействуется техника. Исходя из цены дизельного топлива, норм ГСМ (горюче- смазочные материалы) компании, произведены расчеты затрат для двух единиц техники: АКН и эксковатора Хитачи.

1) Расчет часов работы техники на отказах:

$$Q_{m.AKH} = N \bullet t_p = 39,9 \bullet 85 = 3392л$$

где $Q_{m.AKH}$ - расход топлива на устранение отказов за месяц (л),

N - норма расхода топлива за час работы (л/ч),

t_p - часы, в работе на устранение отказов (ч).

$$Q_{m.Хитачи} = N \bullet t_p = 22,4 \bullet 109 = 1859л$$

где $Q_{m.Хитачи}$ - расход топлива на устранение отказов за месяц (л),

N - норма расхода топлива за час работы (л/ч),

t_p - часы, в работе на устранение отказов (ч).

Данные были получены согласно личным подсчетам и путевым листам водителей техники.

					Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Таблица № 13

Дата Работа	
	Ликвидация последствий розливов нефти
16.08.19.	6 часа работы АКН раскочки амбара
17.08.19.	6 часа работы АКН с ПК 09+30 1 Ю.Майское
21.08.19.	10 часов работы АКН, 9 часов работы эксковатора
22.08.19.	8 часов работы АКН, 10 часов работы эксковатора
23.08.19.	4 часа работы АКН, 6 часов работы эксковатора
24.08.19.	8 часов работы АКН, 11 часов работы эксковатора
25.08.19.	11 часов работы АКН, 11 часов работы эксковатора
26.08.19.	10 часов работы АКН, 4 часов работы эксковатора
30.08.19.	11 часов работы АКН, 6 часов работы эксковатора
31.08.19.	11 часов работы АКН, 8 часов работы эксковатора
01.09.19.	11 часов работы АКН, 10 часов работы эксковатора

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) Расчет средств затраченных на дизельное топливо:

$$S_{AKH} = Q_{AKH} \cdot g = 3392 \cdot 47,45 = 160950,4p,$$

где $g = 47,45$ - цена на дизельное топливо (на городских заправках города Томска, на август 2019 года).

$$S_{Хитачи} = Q_{Хитачи} \cdot g = 1859 \cdot 47,45 = 88209,55p,$$

где $g = 47,45$ - цена на дизельное топливо (на городских заправках города Томска, на август 2019 года).

$$S_{общие} = S_{AKH} + S_{Хитачи} = 249160p.$$

В перерасчете на год эта сумма увеличивается до 2989920, на три года до 8969760, на 5 лет 14949600 (диаграмма 3).

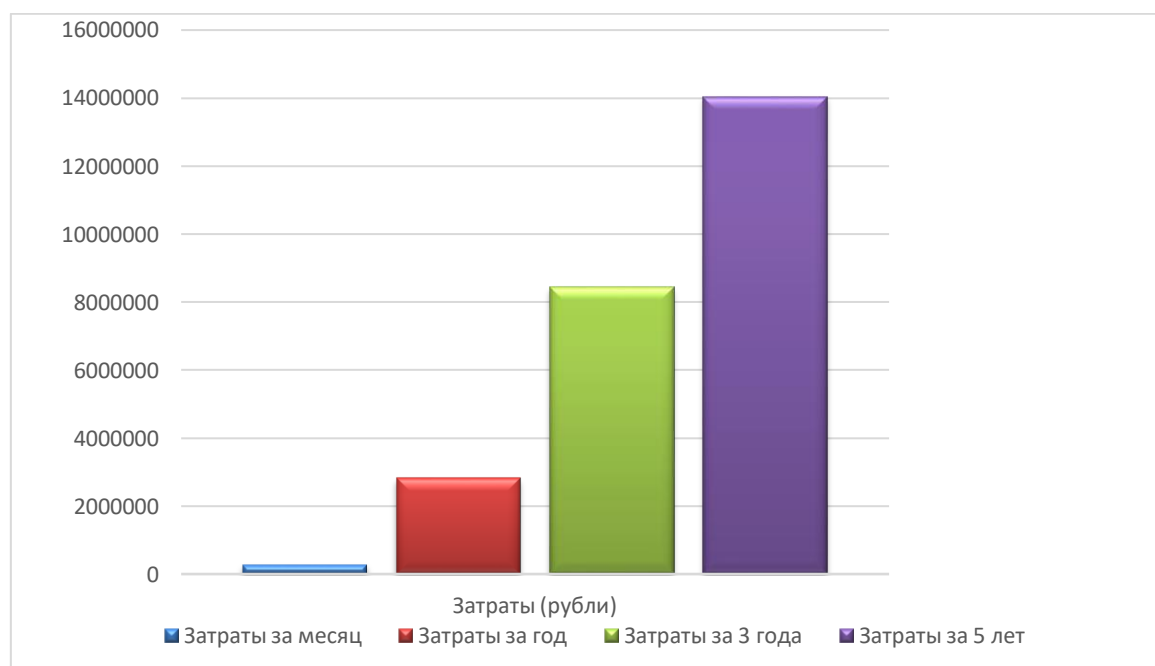


Диаграмма 1. Затраты на дизельное топливо

В) Расчет средств на моторное масло:

$$S_{\text{масла}} = \frac{Q_{\text{эксковатора}}}{100} \cdot n_{\text{масла}} \cdot s' + \frac{Q_{\text{АКН}}}{100} \cdot n_{\text{масла}} \cdot s'' = \frac{1859}{100} \cdot 0,5 + \frac{3392}{100} \cdot 2,5 = 6665p$$

где $n_{\text{масла}}$ - норма масла на 100 литров топлива,

$S' = 188 \text{рублей(литр)}$ - стоимость масла за литр для эксковатора,

$S'' = 58 \text{рублей(литр)}$ - стоимость масла за литр для АКН.

В пересчете на год сумма, затрат на масло возрастает до 79990рублей, на 3 года до 239971 рублей, на 5 лет до 399952 рублей.

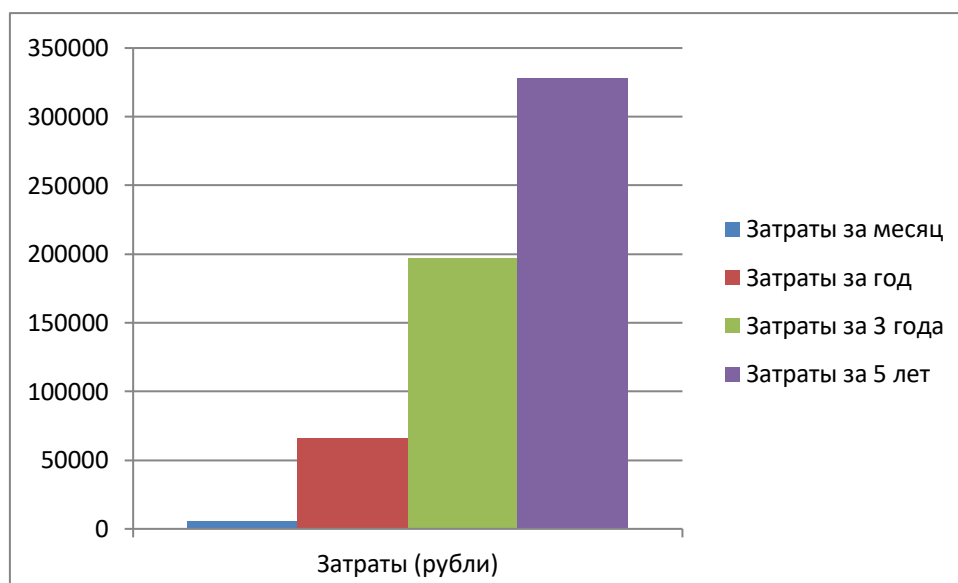


Диаграмма 2. Затраты на масло

Если привести аналогию с кустом №1 майского меторождения, где скорость коррозии была зафиксирована на скорости 9мм/год, то экономическая целесообразность применение полимерной трубы уже зафиксирована на отметке в 14500000 рублей.

Если взять в сравнение на затраты по материалам и строительству полимерного трубопровода и полимерного, то получим следующие данные (данные получены от ведущего специалиста трубопроводного транспорта, на основе сметы отдела капитального строительства):

Таблица- 14

Полимерная труба Ø160*19мм, 1 км	
Материалы, млн.руб с НДС	Строительно- монтажные работы, млн.руб с НДС
3,60 (прайс 2019)	2,05 (НСК К.1ю.м.-К.4м., 2700м.п. от КЗОУ до ПК27, Договор №45-2015 от 30 января 2015)
Итого: 4,8	

Таблица- 15

Стальная труба Ø159*8мм, 1 км		Стальная труба Ø219*8мм, 1 км	
Материалы, млн.руб с НДС	Строительно- монтажные работы, млн.руб с НДС	Материалы, млн.руб с НДС	Строительно- монтажные работы, млн.руб с НДС
3,0	1,765	3,73	4,66

(договор №281-2013 от 05.11.2013)	(НСК К.1ю.м.-К.4м., 1700м.п. от ПК27 до ПК44, договор №313-2013 от 07.12.2013)	(Спец. №2 от 23.01.2015 к договору №ТД-2744 от 28.01.2014)	(НСК К.4м. -УПН, 1300м.п., Договор №45-2015 от 30 января 2015)
Итого: 4,765		Итого: 8,39	

Затраты на строительство трубопровода из полимерного материала и стального примерно одинаковы. В условиях перекачки агрессивной среды, трубопроводы из стальных материалов подвержены сильному коррозионному воздействию, что приводит к авариям и обусловлено перебоями в технологическом процессе и материальным затратам. Трубопроводы из полимерного материала почти не подвержены коррозии. Их применение, в нашем случае, сводит к нулю возникновение отказов.

На основе полученных данных, доказано, применение полимерных высоконапорных труб экономически целесообразно. Средства, затраченные на строительство трубопровода из полимерных и стальных материалов одинаково. Однако, ввод в эксплуатацию существенно сокращает затраты компании на устранение аварийных ситуаций, при этом не требуя дополнительных финансовых и трудовых вложений.

					Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б5А	Папонин М.Ю.		
Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Область размещения подземный трубопровод</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<i>РД 09-364-00 РД 39-132- 94 Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г Трудовой кодекс №197-ФЗ с 13.04.2014 ГОСТ 12.0001-82 ССБТ ПБ 08-624-03 ОСТ 51.81.82 ССБТ Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ,</i>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. вредные вещества; 2. метеоусловия. Опасные факторы: 1. механической природы; 2. пожарной и взрывной природы.
3. Экологическая безопасность:	1. загрязнение выбросами выхлопных газов от техники; 2. образование и размещение отходов, образующихся при работах.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Возникновение пожара и взрыва при разгерметизации камер пуска и приему средств очистки и диагностики, меры пожарной безопасности при подготовке и производстве очистных работ.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Папонин М.Ю.		

6. Социальная ответственность

При эксплуатации нефтепроводов может возникать опасность для здоровья и жизни человека. Исключение этих рисков и обеспечение безопасного ведения технологического процесса должны закладываться в основу ведения работ.

В данном разделе проведен анализ на наличие и влияние вредных и опасных факторов, при эксплуатации нефтепроводов, технологий и оборудования нефтяной отрасли на исследуемом объекте, а так же действия при чрезвычайных ситуациях.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы, государственные стандарты, руководящие документы:

- РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
- РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».
- - Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- - Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин М.Ю,			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
							93	111
					ТПУ гр. 3-2Б5А			

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНИП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

6.2 Производственная безопасность

В нефтяной промышленности при неправильной организации труда и производства несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможно появление вредных факторов:

- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрация;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Так же возможно появление опасных факторов:

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- поражение движущимися машинами и механизмами;
- опасность возникновения пожара;
- поражение электрическим током.

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Анализ освещённости рабочей зоны

От степени освещённости напрямую зависит не только здоровье глаз и работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние.

Освещение подразделяется на: естественное, искусственное, совмещенное.

Освещение рабочих мест, при эксплуатации нефтесборных коллекторов на Майском месторождении, в отсутствии естественного освещения должно снабжаться искусственным. Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон [СП 52.13330.2011, актуализированная редакция СНиП 23-05-95*].

Освещение должно соответствовать таблице № 16

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица- нормы освещенности

Рабочее место	Норма освещенности, лк
Площадка для производства работ :	На 1000м ² :
земляных	0,5...0,8
бетонных и железобетонный	1...1,2
каменных	0,6...0,8
монтажных сборных конструкций	2,4
Открытые склады	0,8...1,2 на 1000м ²
	На 100 м ² :
Канторы	1...1,5
Столовые	0,8...1
Бетоно- и растворосмесительные узлы	0,5
Арматурные мастерские	1,3
Механические мастерские	1,3
Внутрипостроечные дороги	2,5 на 1 км
Охранное освещение	1,5 на 1 км

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности.

На производственных помещениях компании ООО «Норд Империял» используются стационарные осветительные приборы, а также предусматривается аварийное освещение. При освещении площадок производства работ на открытой местности используются переносные осветительные приборы.

Вывод: рабочее место, не зависимо от места проведения работ освещено согласно требованиям [СП 52.13330.2011, актуализированная редакция СНиП 23-05-95*].

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Анализ производственных шумов.

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Влияние производственного шума на человека представлена в таблице № 17

Таблица- Влияние производственного шума

Влияние производственного шума на человека	
Уровень шума	Влияние на самочувствие, при длительном воздействии
0-40 дБ	Нормальное состояние
40-80 дБ	Звон в ушах, психологический дискомфорт
80-120 дБ	Головная боль, временные нарушения слуха
120-160	Головокружение, травмирование ушных перепонки
Свыше 160 дБ	Контузия, смерть

При эксплуатации нефтесборных коллекторов на Майском месторождении возникают производственные шумы.

Источником производственного шума на объекте является эксплуатация нефтепромыслового оборудования. Если изменение технологического процесса и оборудования оказывается невозможным, необходимо прибегать к звукоизоляции и звукопоглощению. При этом предотвращение распространения шума и вибрации от источников их образования должно предусматриваться при проектировании цехов и производственных помещений с шумными процессами. Так же источником производственных шумов является эксплуатация машин и

механизмов, необходимых. Для устранения воздействия применяются следующие методы:

- замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них;
- установка эффективных глушителей;
- применение эффективной звукоизоляции, кожухов;
- утверждение специальных мест для парковки, остановки и ремонта машин вдали от мест производственных помещений и мест отдыха.

Уровень общего шума не должен превышать 40 дБ [ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности].

Вывод: меры, применяемые для защиты персонала от воздействия производственных шумов, сводят уровень шумов и их воздействия к минимуму.

Анализ уровня производственной и транспортной вибрация

Вибрацией называется механическое колебательное движение, заключающееся в перемещении тела как целого. Вибрация, в отличие от звука, не распространяется в виде волн сжатия/разряжения, а передается только при механическом контакте одного тела с другим.

Контроль вибрации должен осуществляться:

- на рабочих местах в процессе производства для оценки вибрационной безопасности труда;
- при контроле качества машин и технического состояния эксплуатируемых машин и оборудования для оценки их вибробезопасности.

При контроле вибрации должен быть определен показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора. Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч приведены в таблице № [ГОСТ 12.1.012-2004].

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица № 18- Санитарные нормы уровня вибрации

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			$\text{м} \times \text{с}^{-2}$	дБ	$\text{м} \times \text{с}^{-1} \times 10^{-2}$	дБ
Локальная	-	$X_{\text{л}}, Y_{\text{л}}, Z_{\text{л}}$	2,0	126	2,0	112
Общая	1	Z_0	0,56	115	1,1	107
		Y_0, X_0	0,4	112	3,2	116
	2	Z_0, Y_0, X_0	0,28	109	0,56	101
	3 тип «а»	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92
	3 тип «в»	Z_0, Y_0, X_0	0,014	83	0,028	75

Воздействие разного уровня вибрации представлены в таблице № 19

Таблица- Влияние вибрации на организм человека

Амплитуда колебаний вибрации, мм	Частота вибрации, Гц	Результат воздействия
До 0,015	Различная	Не влияет на организм
0,016—0,050	40—50	Нервное возбуждение с депрессией
0,051—0,100	40—50	Изменение в центральной нервной системе, сердце и органах слуха
0,101—0,300	50—150	Возможно заболевание
0,101—0,300	150—250	Вызывает виброболезнь

При эксплуатации нефтесборных коллекторов на Майском месторождении возникает два вида вибрации:

1. технологический;
2. транспортный.

Источниками технологической вибраций являются насосы, применяемые для транспортировки нефти, подачи воды в систему поддержания пластового давления (ППД). Для уменьшения уровня вибрации используются фундаменты под оборудование, которые делаются заглубленными и изолируются изолирующими вибрацию материалами. Для уменьшения вибрации кожухов, ограждений и других деталей, выполненных из стальных листов, на них наносят слой резин, пластиков, битума, вибропоглощающих мастик, которые рассеивают энергию колебаний.

Источниками транспортной вибрации являются эксплуатация самоходных и прицепных машин и транспортных средств при их движении. Для уменьшения влияния вибрации применяют индивидуальные средства защиты. Для защиты рук от воздействия локальной вибрации применяют рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упруго-демпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием), а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке. Для защиты от вибрации, передаваемой человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве. При защите от вибраций важную роль играет рациональное планирование режима труда и отдыха. Суммарное время воздействия вибрации не должно превышать $\frac{2}{3}$ продолжительности рабочей смены. Необходимо устраивать перерывы для активного отдыха, проводить физиопрофилактические процедуры, производственную гимнастику [ГОСТ 12.4.046-78 ГОСТ 12.4.002-97].

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вывод: работы, связанные с высоким уровнем вибрации, производятся в соответствующими государственными стандартами. Уровень вибрации на рабочем месте не выходит за рамки допустимых значений. Для защиты персонала предусмотрено применение индивидуальные средства защиты.

Анализ состояния загазованности рабочей зоны.

При эксплуатации и ремонте нефтесборных коллекторов на Майском месторождении возникает опасность выхода газа из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению рабочих [ГОСТ 12.1.007-76].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице № 20 Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица №20 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [ГОСТ 12.1.007-76]

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300
Стирол	5

Переоксид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Переоксид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

Вывод: для безопасного ведения работ необходимо определить предельно-допустимую концентрацию (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, при их наличии применять средства индивидуальной защиты (СИЗ).

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Движущиеся машины и механизмы

Во время эксплуатации и ремонта системы нефтесборных коллекторов на Майском месторождении возможно поражение движущимися машинами и механизмами. Происходит из-за недостатков в содержании рабочего места, отсутствия ограждений движущихся частей оборудования, применение опасных приемов труда. Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов обеспечиваются согласно следующим нормативным документам:

Данные мероприятия проводятся согласно следующим нормативным документам: отраслевые инструкции по безопасности труда трубопроводчика линейного ИОТ-1-22, машинистов крана автомобильного ОИТ-1-13, машинистов цементирующего агрегата ЦА-320, водителей гусеничной техники

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОИТ-1-27, электрогазосварщиков (газорезчиков) ИОТ-1-14 и другого персонала который участвует в ремонтных работах.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- согласно ГОСТ 12.4.026 – 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по техники безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

Вывод: для сведения поражения движущимися машинами и механизмами к минимуму необходимо производить комплекс работ, направленных на ведение безопасного технологического процесса.

Поражение электрическим током

Источниками поражения от электрического тока при эксплуатации системы нефтесборных коллекторов на Майском месторождении являются электрические привода на запорной арматуре трубопровода, использование переносных удлинителей для подачи питания на инструмент и механизмы.

Поражение электрическим током- возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих соответствующую группу по электробезопасности.

Вывод: степень риска поражения электрическим током сведен к минимуму, при соблюдении всех норм и правил, при работе с электричеством.

Пожароопасность

Пожароопасность- возможность возникновения и развития пожара. На нефтесборных коллекторах Майского месторождения возникновения пожара связано с перекачкой легко-воспламеняющейся жидкостью.

Каждый работник обязан в установленном порядке и времени проходить инструктаж по пожарной безопасности. Так же работник раз в год обязан проходить обучение и получать удостоверение о пожарно-техническом минимуме.

При проведение огневых и газоопасных работ, работники обязаны производить свои действия соблюдая технику пожарной и промышленной безопасности [РД 34.03.301-95, ППБ-05-86 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ»].

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении огневых работ, запрещены какие – либо другие работы вблизи нефтепровода, проезд техники запрещен. Перед проведение опасных работ необходимо получить наряд – допуск, на выполнение соответствующих работ. По окончании мероприятий место проведения работ приводят в порядок, снимают сигнальные ленты, приводят в порядок инструмент, снимают предупреждающие знаки.

6.3 Экологическая безопасность

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, установленные СНиП 3.01.01-85 гл. 10, СНиП III-42-80* ВСН 012-88 гл. 9 и другими НТД.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтепровода:

- приняты минимально необходимые размеры траншей;
- усиленное антикоррозийное покрытие трубопровода;
- сбор и вывоз промышленных и бытовых отходов с места, согласованные с СЭС.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- загорание естественной растительности;
- захламление территории строительными и другими отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах и т.п.

Подрядная организация, выполняющая работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Проведение ремонтных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ необходимо снять в осенний период и переместить во временные отвалы для последующего восстановления.

Снятие, перемещение, хранение и обратное нанесение плодородного слоя почвы должны выполняться методами, исключающими перемещение его с минеральным грунтом, а также потерю при перемещении.

Не допускается использование плодородного слоя почвы для устройства присыпки и засыпки трубопровода. Детальная проработка мероприятий природоохранного характера выполняется ППР.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

В настоящее время существуют два основных направления минимизации вероятности возникновения и последствий ЧС на нефтесборных коллекторах Майского месторождения:

- 1.заключается в разработке технических и организационных мероприятий, уменьшающих вероятность реализации поражающего потенциала;
- 2.Второе направление заключается в подготовке объектов и обслуживающего персонала.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы).

ГОСТ Р Приёмка участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования

Реконструкция участков магистральных трубопроводов: Изменение параметров участков МТ, которое влечет за собой изменение первоначально установленных показателей их функционирования (производительности, рабочего давления) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Согласно плану ПЛА заранее должны быть распределены обязанности между должностными лицами и указан порядок их действий при ликвидации аварийных ситуаций.

В плане ликвидаций возможных аварий отражено:

- Распределение обязанностей между службами и лицами, обеспечивающими ликвидацию ЧС, а также порядок их взаимодействий;
- Организация связи, оповещения и управления должностных лиц;
- Структура обеспечения готовности как технических средств, так и обслуживающего персонала, а также ответственных за постоянное поддержание их готовности;
- Порядок действия патрульной группы после обнаружения случившейся аварии;
- Порядок проведения мероприятий по оказанию медицинской помощи людям;
- Список организаций, предприятий и других заинтересованных лиц. В то же время порядок их оповещения о случившейся аварии, о границах аварийной зоны с целью совместного принятия мер по обеспечению безопасности населения, предприятий, окружающей среды.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Маршруты следования технических средств, рабочего персонала, а также групп патрулирования к месту аварии;
- Организация различных видов обеспечения всем необходимым для ликвидации аварий и их последствий;
- Формы документации, оформляемой при авариях, а также сроки ее оформления;
- Расчет объема предполагаемого истока нефти, площади растекания нефти, способов задержки нефти и ее сбора;
- Расчет возможностей (средства и силы) для скорейшей ликвидации аварийных ситуаций;
- Составление графика производства работ ликвидации аварий;
- Создание журнала ведения работ при выполнении ликвидации аварий и ее последствий;
- Представляется профиль и план участка нефтепровода;
- План объектов МН с размещением технологического оборудования, мест складирования инструментов и материалов, средств пожаротушения, которые необходимы при ликвидации аварий;
- Схему ЛЭП, которая расположена вдоль трассы, а также ее линейных потребителей;
- Мероприятия по сбору разлитой нефти и ее дальнейшей утилизации.

Вывод

В ходе проделанной работы проведена оценка условий труда персонала, проводящих техническое обслуживание, устранение аварии и последствий аварий трубопровода: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрены вопросы техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В результате проведенных исследований и сбора данных по объекту, а так же на основании проведенных расчетов выбрали технические решения, направленных на повышение эффективности работы нефтесборного коллектора на Майском месторождении.

Изучили нормативно-техническую документацию в области эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования системы нефтесборного коллектора.

После анализа представленных данных, было принято решение использовать полимерные трубы, как альтернативу стальным трубам в условиях особо агрессивной среды. Результаты оказались положительными - за 5 лет эксплуатации ни одного отказа

Затраты на строительство трубопровода из полимерного материала и стального примерно одинаковы. В условиях перекачки агрессивной среды, трубопроводы из стальных материалов подвержены сильному коррозионному воздействию, что приводит к авариям и обусловлено перебоями в технологическом процессе и материальным затратам. Трубопроводы из полимерного материала почти не подвержены коррозии. Их применение, в нашем случае, сводит к нулю возникновение отказов.

На основе полученных данных, доказано, применение полимерных высоконапорных труб экономически целесообразно. Средства, затраченные на строительство трубопровода из полимерных и стальных материалов одинаково. Однако, ввод в эксплуатацию существенно сокращает затраты компании на устранение аварийных ситуаций, при этом не требуя дополнительных финансовых и трудовых вложений.

					Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение эффективности работы системы нефтесборного коллектора на Майском нефтяном месторождении				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Папонин М.Ю,			Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.						108	109
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Список литературы

1. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования;
2. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;
3. Положением о добровольной пожарной дружине на объектах ООО «Норд Империял».
4. При эксплуатации трубопроводов и их сооружений должны соблюдаться требования нормативно-технической документации:
5. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом от 12 марта 2013г. №101;
6. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
7. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
8. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3-003-86* «Работы электросварочные. Требования безопасности»;
9. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.1.013-78 «Строительство. Электробезопасность. Общие требования»;
10. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3.009-76* «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;
11. Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения (Приказ №533 от 12 ноября 2013г.);
12. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.2.063-81* «Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности»;

- 13.ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3.033-84 «Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации»;
- 14.ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ 12.3.016-87 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;
- 15.«Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ», утвержденная Госгортехнадзором СССР 20.02.85г., М., Недра, 1986г.;
- 16.Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 10.07.2012) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 17.РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- 18.«Правила противопожарного режима в Российской Федерации».
- 19.РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
- 20.РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».
- 21.- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 22.Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- 23.Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- 24.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- 25.Инструкции по технике безопасности предприятия.
- 26.Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- 27.ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- 28.ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- 29.Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.
СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- 30.Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).
- 31.Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- 32.Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.